



DIW Berlin

Deutsches Institut
für Wirtschaftsforschung

DIW Berlin: Politikberatung kompakt

31

Auswirkungen der EU-Integration auf die deutsche Energieversorgung

Manfred Horn
Hella Engerer
Christian von Hirschhausen
Vitaly Kalashnikov
Claudia Kemfert
Michael Kohlhaas
Georg Zachmann

Forschungsprojekt im Auftrag
des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie

Berlin, 2007

IMPRESSUM

© DIW Berlin, 2007

DIW Berlin
Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
Mohrenstraße 58
10117 Berlin
Tel. +49 (30) 897 89-0
Fax +49 (30) 897 89-200
www.diw.de

ISBN-10 3-938762-22-5
ISBN-13 978-3-938762-22-6
ISSN 1614-6921

Alle Rechte vorbehalten.
Abdruck oder vergleichbare
Verwendung von Arbeiten
des DIW Berlin ist auch in
Auszügen nur mit vorheriger
schriftlicher Genehmigung
gestattet.



DIW Berlin: Politikberatung kompakt 31

Manfred Horn* (Projektleitung)

Hella Engerer**

Christian von Hirschhausen**

Vitaly Kalashnikov

Claudia Kemfert*

Michael Kohlhaas*

Georg Zachmann**

Auswirkungen der EU-Integration auf die deutsche Energieversorgung

Endbericht

Forschungsprojekt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und
Technologie

Berlin, Juli 2006

* DIW Berlin, Abteilung Energie, Verkehr, Umwelt. mhorn@diw.de; ckemfert@diw.de;
mkohlhaas@diw.de

** DIW Berlin, Abteilung Weltwirtschaft. hengerer@diw.de; chirschhausen@diw.de;
gzachmann@diw.de.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Entwicklung der Energieversorgung in den neuen Mitglieds- und in Kandidatenländern seit 1990	4
2.1	Gesamtwirtschaftliche und energiewirtschaftliche Lage	4
2.2	Überblick über die energiewirtschaftliche Entwicklung seit Anfang der neunziger Jahre	17
2.2.1	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren	17
2.2.2	Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern	22
2.2.3	Energieerzeugung	27
2.2.4	Außenhandel mit Energieträgern	32
2.2.5	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern	34
2.3	Entwicklung der Stromversorgung	38
2.3.1	Stromverbrauch	39
2.3.2	Stromerzeugung	43
2.3.3	Stromerzeugungskapazitäten	47
2.3.4	Leistungsbilanz	51
2.3.5	Internationale Stromflüsse	54
2.4	Zusammenfassende Kennziffern	59
2.5	Kohlen	67
2.5.1	Einleitung	67
2.5.2	Reserven und Ressourcen	68
2.5.3	Produktion, Verbrauch, Außenhandel	71
2.6	Mineralöl	77
2.6.1	Einleitung	77
2.6.2	Reserven und Ressourcen	78
2.6.3	Produktion, Importe und Verbrauch von Erdöl	81
2.6.4	Raffineriekapazitäten	87
2.7	Erdgas	90
2.7.1	Reserven und Ressourcen	90
2.7.2	Produktion, Verbrauch und Importe von Erdgas	91
2.8	Exkurs: Der europäische und deutsche Erdgasmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Rolle Russlands	94

3 Marktreformen in den neuen Mitgliedsländern	99
3.1 Liberalisierung, Privatisierung und Regulierung im Gassektor	99
3.1.1 Übersicht	99
3.1.2 Marktreformen im Gassektor einzelner Länder	105
3.1.3 Baltikum	105
3.1.4 "Visegrád 4" und Slowenien	109
3.1.4.1 Ungarn	109
3.1.4.2 Polen	111
3.1.4.3 Tschechische Republik	113
3.1.4.4 Slowakei	115
3.1.4.5 Slowenien	116
3.1.5 Beitrittskandidaten	117
3.1.5.1 Rumänien	117
3.1.5.2 Bulgarien	119
3.2 Marktreformen im Stromsektor	123
3.2.1 Überblick	124
3.2.2 Baltische Staaten	125
3.2.2.1 Estland	125
3.2.2.2 Lettland	126
3.2.2.3 Litauen	127
3.2.3 Polen	127
3.2.4 Slowakei	130
3.2.5 Slowenien	131
3.2.6 Tschechische Republik	133
3.2.7 Ungarn	137
3.2.8 Bulgarien	139
3.2.9 Rumänien	141
3.3 Reformen des Kohlesektors	143
3.3.1 Polen	143
3.3.2 Slowakische Republik	147
3.3.3 Slowenien	148
3.3.4 Tschechische Republik	148
3.3.5 Ungarn	150
3.3.6 Bulgarien	151
3.3.7 Rumänien	152
3.4 Umstrukturierung im Mineralölsektor	153

4	Energieszenarien für die neuen Mitgliedsländer, Beitrittskandidaten und Deutschland.....	157
4.1	Einleitung.....	158
4.2	EU: Energy and transport trends 2005.....	158
4.2.1	Beschreibung der ausgewählten Szenarien.....	158
4.2.2	Ergebnisse der EU-Szenarien für die EU-15 und die neuen Mitgliedsländer.....	162
4.2.3	Ergebnisse nach einzelnen Ländern.....	174
4.3	Prognose Eurelectric.....	184
4.4	EWI/Prognos für Deutschland: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030.....	191
4.5	Nationale Prognosen.....	200
5	Internationale Kostendifferenzen	209
5.1	Umweltschutzanforderungen einschließlich Förderung regenerativer Energien als Kostenfaktor.....	209
5.1.1	Einleitung.....	209
5.1.2	Für die Stromerzeugung relevante Vorschriften.....	210
5.1.3	Für die Mineralölwirtschaft relevante Richtlinien.....	215
5.1.3.1	Vorschriften auf EU-Ebene.....	215
5.1.3.2	Umweltvorschriften in Deutschland.....	216
5.1.3.3	Umweltvorschriften in Polen.....	217
5.1.3.4	Umweltvorschriften in der Slowakischen Republik.....	217
5.1.3.5	Umweltvorschriften in der Tschechischen Republik.....	218
5.1.3.6	Umweltvorschriften in Ungarn.....	218
5.1.4	Förderung Erneuerbarer Energien.....	218
5.1.5	Klimaschutzziele.....	222
5.2	Kostendifferenzen in der Energiegewinnung und deren Konsequenzen.....	225
5.2.1	Einleitung.....	226
5.2.2	Wettbewerbsfähigkeit der polnischen Steinkohle.....	227
5.2.3	Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Mineralölindustrie.....	231
6	Internationaler Stromhandel.....	235
6.1	Die aktuelle Praxis bei der Vergabe von Übertragungskapazitäten in Ost-Mitteleuropa.....	235
6.1.1	Überblick.....	235
6.1.2	Die tschechisch-polnisch-deutsch koordinierten Auktionen.....	237
6.1.3	Die Übertragungsrechteverteilung zwischen Ungarn, der Slowakei und Österreich.....	240

6.1.4	Exkurs: Stromhandel mit den nicht EU-Mitgliedsstaaten Weißrussland und Ukraine	242
6.2	Langfristige Entwicklung der Transportkapazitäten, des Stromhandels und der Strompreise	244
6.2.1	Entwicklung der Transportkapazitäten	244
6.2.2	Stromerzeugungskosten nach Ländern und Anlagen	249
6.2.2.1	Einleitung	249
6.2.2.2	Ergebnisse	251
6.2.3	Langfristige Entwicklung des Stromhandels und der Strompreise in Europa (EMELIE)	257
6.2.3.1	Anpassung des EMELIE-Modells	257
6.2.3.2	Vorgaben für die Szenarien	258
6.2.3.3	Ergebnisse	263
7	Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen eines erhöhten Stromhandels	267
7.1	Theoretische Vorüberlegungen	267
7.2	Modellgestützte Analyse	269
7.2.1	Das empirische Gleichgewichtsmodell GTAP	269
7.2.2	Datenbasis	273
7.2.3	Methodik und Szenarien	274
7.2.4	Ergebnisse	275
7.2.4.1	Szenario Referenz 2030	275
7.2.4.2	Szenario Offene Märkte	277
7.2.5	Zusammenfassung und Folgerungen	278
8	Energiepolitik	280
9	Zusammenfassung	287
Anhang 1	Beteiligungen deutscher Stromversorger in den neuen Mitgliedsländern	304
Anhang 2	Ansätze für ein effizientes Engpassmanagement	306
Anhang 3	Konvergenz der Großhandelspreise für Strom	312

Verzeichnis der Tabellen

Tab. 2–1	Sozioökonomische Kennziffern der neuen Mitglieds- und der Kandidatenländer der EU im Jahr 2002	6
Tab. 2–2	Jährliche Veränderung des realen Bruttoinlandsproduktes in konstanten Preisen (1995) in Prozent des Vorjahres	7
Tab. 2–3	Entwicklung der Energieproduktivität von 1990 bis 2003	11
Tab. 2–4	Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	13
Tab. 2–5	Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)	19
Tab. 2–6	Endenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)	20
Tab. 2–7	Endenergieverbrauch nach Sektoren in %	21
Tab. 2–8	Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Mtoe	23
Tab. 2–9	Endenergieverbrauch 1990 und 2003 in %	25
Tab. 2–10	Endenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)	27
Tab. 2–11	Energieerzeugung in Mtoe	28
Tab. 2–12	Struktur der Energiegewinnung nach Energieträgern in %	30
Tab. 2–13	Energiegewinnung nach Energieträgern im Jahr 2003 (1990 = 100)	32
Tab. 2–14	Nettoimporte von Energieträgern in Mtoe	34
Tab. 2–15	Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Mtoe	35
Tab. 2–16	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %	36
Tab. 2–17	Primärenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)	38
Tab. 2–18	Stromverbrauch in TWh	40
Tab. 2–19	Stromverbrauch in %	41
Tab. 2–20	Stromverbrauch im Jahr 2002 (1990 = 100)	42
Tab. 2–21	Nettostromerzeugung nach Energieträgern – in TWh	44
Tab. 2–22	Nettostromerzeugung nach Energieträgern in %	45
Tab. 2–23	Stromerzeugung im Jahr 2002 (1990 = 100)	47
Tab. 2–24	Stromerzeugungskapazitäten zum 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in MW	48
Tab. 2–25	Stromerzeugungskapazitäten am 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in %	49
Tab. 2–26	Kraftwerksleistung nach Energieträgern am 31.12.2002 (31.12.1990 = 100)	51
Tab. 2–27	Nettoengpassleistung, Höchstlast und Nettoproduktion	53
Tab. 2–28	Bilanz der Stromversorgung in GW	54

Tab. 2–29	Stromflüsse in der UCTE nach Ländern – in TWh	56
Tab. 2–30	Export-Import Saldo in TWh	58
Tab. 2–31	Nettostromverbrauch und Saldo des Stromaustauschs im Jahr 2002	59
Tab. 2–32	Stromintensität der Energieversorgung	60
Tab. 2–33	Endenergieverbrauch in % des Primärenergieverbrauchs	62
Tab. 2–34	Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung in % des gesamten Primärenergieverbrauchs	63
Tab. 2–35	Nettoimporte in % des Primärenergieverbrauchs	65
Tab. 2–36	Ressourcen und Produktion von Stein- und Braunkohlen in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU (Stand 31.12.2004)	69
Tab. 2–37	Produktion von Braunkohlen in Mill. Tonnen	72
Tab. 2–38	Produktion von Steinkohle in Mill. Tonnen	73
Tab. 2–39	Nettoexporte an Kohlen in Mill. Tonnen Kohlenäquivalenten (Mtce)	73
Tab. 2–40	Verbrauch von Kohlen nach Sektoren (in Millionen Tonnen)	75
Tab. 2–41	Reserven und Ressourcen von konventionellem Öl in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU nach dem Stand Ende 2004	79
Tab. 2–42	Gewinnung von Rohöl – in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)	82
Tab. 2–43	Primärenergieverbrauch von Erdöl – in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)	83
Tab. 2–44	Nettoimporte von Rohöl und Produkten in % der Primärenergieverbrauchs	84
Tab. 2–45	Außenhandel mit Mineralölprodukten im Jahr 2003 - in 1000 Tonnen	86
Tab. 2–46	Kapazität der Atmosphärischen Destillationsanlagen von Raffinerien in Millionen Tonnen pro Jahr	87
Tab. 2–47	Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU Ende 2004	91
Tab. 2–48	Primärerzeugung von Erdgas (in Mtoe)	92
Tab. 2–49	Primäraufkommen von Gas (in Mtoe)	92
Tab. 2–50	Nettoeinfuhren von Erdgas (in Mtoe)	93
Tab. 2–51	Erdgasbezüge der derzeitigen und zukünftigen Mitgliedsstaaten der EU aus Norwegen, der Russischen Föderation und Algerien im Jahr 2004	96
Tab. 3–1	Stand der Liberalisierung europäischer Gassektoren 2004.	101
Tab. 3–2	Gaspreise privater Haushalte in Ländern der europäischen Union in Euro/GJ, 1. Januar 2004 und 1. Juli 2004	103
Tab. 3–3	Gaspreise der Industrie in Ländern der europäischen Union in Euro/GJ, 1. Januar 2004 und 1. Juli 2004	104
Tab. 3–4	Litauen: Gaspreise für Verbraucher mit Wahlmöglichkeit (gültig ab 1. Juli 2004)	108

Tab. 3–5	Litauen: regulierte Erdgaspreise (gültig ab 1. Juli 2004)	109
Tab. 3–6	Durchschnittliche Gaspreise nach Verbrauchergruppen in der Tschechischen Republik (in den Jahren 2002 bis 2005, Kč/MWh) – einschl. Steuern	114
Tab. 3–7	Erdgaspreise Transit, Speicherung und Verkauf, "Bulgargaz" EAD	121
Tab. 3–8	Erdgaspreise "Sofiagaz" EAD	122
Tab. 3–9	Elektrizitätsmarktübersicht des Benchmarking Reports der EU Kommission (2005)	124
Tab. 3–10	Szenarien für Produktion und Beschäftigung im Steinkohlebergbau Polens.....	144
Tab. 3–11	Szenarien für die Produktion im Steinkohlebergbau Polens nach Unternehmen (Mill. Tonnen)	146
Tab. 3–12	Szenario der Kohlenförderung in der Tschechischen Republik in Mill. t.....	149
Tab. 3–13	Szenario des Primärenergieverbrauchs in der Tschechischen Republik nach Energieträgern in %.....	149
Tab. 3–14	Ölbestände am Ende des ersten Quartals 2005	156
Tab. 3–15	Verbraucherpreise für Mineralölerzeugnisse (5. Juli 2005) einschließlich Abgaben und Steuern	156
Tab. 4–1	Jahresdurchschnittliche Veränderungen der Energieproduktivität nach "European Energy and Transport Scenarios 2005"	173
Tab. 4–2	Jahresdurchschnittliche Veränderungen des realen Bruttoinlandsprodukts.....	201
Tab. 4–3	Endenergieverbrauch, 2000 = 100.....	203
Tab. 4–4	Primärenergieverbrauch, 2000 = 100	205
Tab. 4–5	CO ₂ -Emissionen, 2000 = 100	207
Tab. 5–1	Geschätzte Investitionskosten die mit der Einführung der GFA und der IVU in den NMK verbunden sind	212
Tab. 5–2	Ausnahmen für NMK von der IVU- und der GFA-Richtlinie im Energiesektor.....	213
Tab. 5–3	Nationale Emissionsobergrenzen für SO ₂ , NO _x , VOC und NH ₃ im Jahr 2010...	214
Tab. 5–4	Ausgewählte Hauptförderinstrumente für Erneuerbare Energien in NMK.....	219
Tab. 5–5	Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen 2002 und Ziele für 2010 in % der gesamten Stromerzeugung.....	219
Tab. 5–6	Einspeisevergütungen in Deutschland und NMK Stand 2004 (€-Cent/kWh)	220
Tab. 5–7	WWF-Indikator für das Förderumfeld für Erneuerbare Energien in NMK	221
Tab. 5–8	Reduktion der CO ₂ -Emissionen: Kyoto-Ziele und Prognosen basierend auf aktuellen und geplanten Maßnahmen.....	224
Tab. 5–9	Produktion, Beschäftigte und Produktivität im Steinkohlenbergbau ausgewählter Länder.....	229
Tab. 6–1	Auktionsergebnisse für die deutsch-polnisch-tschechische Grenze.....	239

Tab. 6–2	Ergebnisse der jährlichen Kapazitätsauktionen an der Grenze Deutschlands und sonstiger NMK (ohne Polen und die Tschechische Republik) im Jahr 2005	240
Tab. 6–3	Grenzüberschreitende Übertragungsleitungen in CENTREL-Ländern Stand Dezember 2003	245
Tab. 6–4	Geplanter Bau von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen im östlichen Teil der UCTE von 2005 bis 2015	248
Tab. 6–5	Stromhandel Deutschlands mit seinen Nachbarländern nach Modellrechnungen mit dem EMELIE-Modell (+ = Importe, - = Exporte) in TWh	264
Tab. 6–6	Großhandelspreise für Strom nach Szenariorechnungen mit dem EMELIE-Modell	265
Tab. 7–1	Aggregation der Datenbasis	274
Tab. 7–2	Eckdaten des Szenarios 2030	276
Tab. 7–3	Durchschnittlicher Strompreis der Wirtschaftsbereiche im Szenario Offene Märkte Veränderung gegenüber Referenz 2030 in %	278

Verzeichnis der Abbildungen

Abb. 2-1	Bruttoinlandsprodukt pro Kopf im Jahr 2002 – Vergleich mit Wechselkursen und Kaufkraftparitäten – Deutschland = 100.....	8
Abb. 2-2	Energieintensität des BIP im Jahr 2003 in t ROE je Mill. US-Dollar (2000)	12
Abb. 2-3	Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt (BIP), Primärenergieverbrauch (PEV), Stromverbrauch und CO ₂ -Emissionen 1990 = 100	14
Abb. 2-4	Einfluss unterschiedlicher Komponenten auf die absoluten Veränderungen der Treibhausgasemissionen im Jahre 2003 gegenüber 1990	15
Abb. 2-5	Endenergieverbrauch nach Sektoren 1990 und 2003 in %.....	22
Abb. 2-6	Endenergieverbrauch 1990 und 2003 in %	26
Abb. 2-7	Struktur der Energiegewinnung nach Energieträgern in %.....	31
Abb. 2-8	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %.....	37
Abb. 2-9	Nettostromerzeugung nach Energieträgern in %.....	46
Abb. 2-10	Stromerzeugungskapazitäten am 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in %.....	50
Abb. 2-11	Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung in % des gesamten Primärenergieverbrauchs.....	64
Abb. 2-12	Nettoimporte in % des Primärenergieverbrauchs.....	66
Abb. 2-13	Nettostromerzeugung nach Energieträgern in den NMK und in der EU-15 in % im Jahr 2002.....	74
Abb. 2-14	Nettoimporte von Rohöl und Produkten in % der Primärenergieverbrauchs.....	84
Abb. 2-15	Regionale Struktur der Rohölimporte im Jahr 2003 in %.....	85
Abb. 2-16	Auslastung ¹ der Raffineriekapazitäten im Jahr 2002 in %.....	88
Abb. 2-17	Kapazitäten im Jahr 2003, atmosphärische Destillation = 100	89
Abb. 3-1	Rumänien: Entwicklung regulierter Preise für Erdgas.....	119
Abb. 4-1	Wertschöpfung in der EU nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" nach Sektoren im Jahr 2030 2000 = 100	159
Abb. 4-2	Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen nach dem Referenzfall von „European Energy and Transport Scenarios 2005“.....	162
Abb. 4-3	Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in Kilogramm Öleinheiten je 1000 Euro (2000) Bruttoinlandsprodukt	163
Abb. 4-4	Primärenergieverbrauch nach Energieträgern nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" im Jahr 2000 – in %.....	164
Abb. 4-5	Veränderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger nach "European Energy and Transport Scenarios 2005, von 2000 bis 2030 in %	165

Abb. 4-6	Veränderung der Energiegewinnung 2030 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" von 2000 und 2030 in %.....	166
Abb. 4-7	Struktur des Endenergieverbrauchs im Jahr 2000 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" in %	167
Abb. 4-8	Veränderung des Endenergieverbrauchs nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" nach Sektoren in Prozentanteilen	168
Abb. 4-9	Struktur des Endenergieverbrauchs im Jahr 2030 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in %	169
Abb. 4-10	Stromerzeugung nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" im Jahr 2030, 2000 = 100	170
Abb. 4-11	Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in %	171
Abb. 4-12	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" 1990 = 100.....	172
Abb. 4-13	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen nach "European Energy and Transport Scenarios 2005", 2005 = 100.....	173
Abb. 4-14	Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen in einzelnen Ländern im Jahr 2030 nach dem Referenzszenario von "European Energy and Transport Scenarios 2005" 2000 = 100.....	175
Abb. 4-15	Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Jahr 2000 – Anteile in %.....	176
Abb. 4-16	Veränderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern von 2000 bis 2030 in %	177
Abb. 4-17	Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Jahr 2030 – Anteile in %.....	178
Abb. 4-18	Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Jahr 2000 – Anteile in %.....	179
Abb. 4-19	Veränderung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren von 2000 bis 2030 in %.....	180
Abb. 4-20	Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Jahr 2030 – Anteile in %.....	181
Abb. 4-21	Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2000 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – Anteile in %.....	182
Abb. 4-22	Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträgern von 2000 bis 2030 in %.....	183
Abb. 4-23	Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern in Jahr 2030 – Anteile in %.....	184
Abb. 4-24	Bruttoinlandsprodukt nach Euroelectric 2000 = 100	185
Abb. 4-25	Bruttostromverbrauch in den neuen Mitgliedsländern (+ Bulgarien, Rumänien) und in Deutschland in 2002 and 2020 – in TWh.....	186

Abb. 4-26	Spitzenlast in % der Netto-Engpassleistung und der gesicherten Leistung	187
Abb. 4-27	Stromerzeugung nach Energieträgern in 2002 und 2020 (EURPROG 2004) in TWh.....	188
Abb. 4-28	Veränderung der Stromerzeugungskapazitäten von 2002 bis 2020 in MW	189
Abb. 4-29	Veränderung der Engpassleistung nach Endenergieträgern in ausgewählten neuen Mitgliedsländern und in einem Kandidatenland (Rumänien) – in MW ...	190
Abb. 4-30	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen der Kraftwerke bis 2030.....	191
Abb. 4-31	Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes nach der Referenzprognose von "Energy and Transport 2005" und nach EWI/Prognos 2005 für Deutschland 2000 = 100.....	192
Abb. 4-32	Wertschöpfung in Deutschland nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 nach Sektoren im Jahr 2030 – 2000 = 100	193
Abb. 4-33	Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO ₂ -Emissionen in Deutschland nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 – 2000 = 100	194
Abb. 4-34	Veränderung des Primärenergieverbrauchs (PEV) im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) nach "European Energy and Transport - Scenarios 2005" in Tonnen Öleinheiten je 1000 Euro BIP	195
Abb. 4-35	Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 – Anteile in %.....	196
Abb. 4-36	Endenergieverbrauch nach Sektoren nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 – Anteile in %	197
Abb. 4-37	Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung nach der "Referenzprognose EWI/Prognos 2005" – 2000 = 100.....	198
Abb. 4-38	Stromerzeugung nach Energieträger nach "EWI/Prognos 2005" – in %	199
Abb. 4-39	Entwicklung der Kraftwerksleistung nach – in GW	200
Abb. 4-40	Veränderung des BIP von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen Nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten	202
Abb. 4-41	Veränderung des Endenergieverbrauchs von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten.....	204
Abb. 4-42	Veränderung des Primärenergieverbrauchs von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten.....	206
Abb. 4-43	Veränderung des CO ₂ -Emissionen von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten.....	208
Abb. 5-1	Zulässige Höchstwerte für SO ₂ -Emissionen in mg/m ³ Abluft für ölgefeuerten Anlagen mit einer thermischen Leistung von 300 MW im Jahr 2002	211
Abb. 6-1	Stromübertragung in Mittel- und Osteuropa	236
Abb. 6-2	Stromübertragungskosten in Mittel- und Osteuropa – Resultate der jährlichen Auktionen für 2005 in Euro pro MW	237

Abb. 6-3	Erzeugungskapazität, Referenzlast und Netto-Transferkapazität in GW nach UCTE, Januar 2005.....	246
Abb. 6-4	Erzeugungskapazität, Referenzlast und Netto-Transferkapazität in GW nach UCTE, Januar 2015.....	247
Abb. 6-5	Stromerzeugungskosten bei Neubau in Deutschland bei einer Energiepreisentwicklung nach EWI/Prognos 2005 und bei einer Auslastung von 8000 Stunden im Jahr	253
Abb. 6-6	Vergleich der Stromerzeugungskosten (Neubau, Auslastung 8000 Stunden pro Jahr) auf Basis von Erdgas und Importsteinkohle in Deutschland und Kernenergie in neuen Mitgliedsländern	254
Abb. 6-7	Vergleich der Stromerzeugungskosten nach Vollbenutzungsstunden bei Energiepreisen des Jahres 2000 – in Euro/MWh	255
Abb. 6-8	Vergleich der Stromerzeugungskosten (Neubau) nach Vollbenutzungsstunden bei Energie- und CO ₂ -Emissionspreisen nach EWI/Prognos für das Jahr 2030 – in Euro/MWh	257
Abb. 6-9	Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern im Jahr 2030 – in % der jeweiligen gesamten Leistung	259
Abb. 6-10	Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2030 – in % der jeweiligen gesamten Stromerzeugung	260
Abb. 6-11	Brennstoffeinsatz in Wärmekraftwerken im Jahr 2030 in % des jeweiligen gesamten Brennstoffeinsatzes	261
Abb. 7-1	Verflechtung von Akteuren und Wertströmen im GTAP-Modell.....	271
Abb. 7-2	Produktionsstruktur im GTAP-Modell.....	272
Abb. 7-3	Vorgehensweise der CGE-Analyse	275

1 Einleitung

Mit dem Beitritt osteuropäischer Länder zur Europäischen Union am 1. Mai 2004 stellt sich die Frage nach den langfristigen Auswirkungen des damit verbundenen Integrationsprozesses auf die deutsche Energieversorgung. Grundsätzlich wird mit der Integration der neuen Mitgliedsländer der Austausch von Waren und Kapital zwischen den Beitrittsländern und Deutschland (sowie den übrigen "Altmitgliedern" der EU) erleichtert, da hierdurch künstliche Handelshemmnisse beseitigt werden und eine erhöhte Rechtssicherheit für die Unternehmen geschaffen wird. Dafür entfällt der möglicherweise handelssteigernde Effekt von Unterschieden in den Rahmenbedingungen. Ob es aufgrund der Erweiterung zu einem deutlich gesteigerten Austausch von Energieträgern und/oder zu Standortverlagerungen von Energieaktivitäten kommt, hängt insbesondere davon ab, ob zwischen den Beitrittsländern und den „Altmitgliedern“ der EU – hier insbesondere Deutschland – Kostenunterschiede in der Energieerzeugung bestehen, die größer sind als die mit dem Ferntransport von Energie verbundenen zusätzlichen Kosten. Kostenvorteile der Beitrittsländer können in begrenztem Umfang aus den in osteuropäischen Ländern relativ geringen Arbeits- und Umweltschutzkosten sowie den niedrigen Bodenpreisen resultieren. Ein "natürlicher" Kostenvorteil aufgrund eigener Energiequellen besteht auch in den Beitrittsländern nicht. Diese sind meist auf Energieimporte angewiesen, um ihren Energiebedarf zu decken.

Um die Effekte der Integration der Energiewirtschaften zu analysieren, werden zunächst die Energiewirtschaften der Beitrittsländer umfassend beleuchtet und mit westeuropäischen Entwicklungen verglichen. In Kapitel 2 wird die wirtschaftliche und energiewirtschaftliche Lage der osteuropäischen Länder aufgezeichnet und der Situation in den "alten" Mitgliedsländern gegenübergestellt. In Kapitel 3 werden die Fortschritte und Defizite der Reformen im Energiesektor untersucht. Dabei wird dargestellt, inwieweit die Vorgaben der EU zur Liberalisierung des Strom- und Erdgassektors in den neuen Mitgliedsländern umgesetzt wurden und welche länderspezifischen Besonderheiten bestehen. Kapitel 4 zeigt Energieszenarien für die neuen Mitgliedsländer sowie nationale Prognosen der Beitrittsländer auf. Der Prognosehorizont reicht dabei bis zum Jahr 2030. Die aktuellen Prognosen zur langfristigen Entwicklung der europäischen und deutschen Energieversorgung (EU, Eurelectric, EWI/Prognos für Deutschland) sowie nationale Prognosen für neue Mitgliedsländer und Beitrittskandidaten weisen erhebliche strukturelle Veränderungen des Energieverbrauches und des Energieange-

bots aus. Dazu trägt in den neuen Mitgliedsländern auch die Integration in die EU bei. Die bis dahin gewonnenen Erkenntnisse zum Stand und den Perspektiven der Energieversorgung bilden den Hintergrund für die darauf folgenden Untersuchungen zu Kostendifferenzen, Stromhandel und gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen. Kapitel 5 geht zunächst auf Kostendifferenzen ein, die sich aus Unterschieden in den Umweltschutzanforderungen und der Energiegewinnung ergeben. Dabei stellt sich heraus, dass unterschiedliche Umweltauflagen die wichtigste Ursache für Kostendifferenzen in der Energiewirtschaft sind. Der Stand der Vorschriften im Umweltschutz der betreffenden Länder wird daher näher erläutert. Der Stromhandel in Europa wird in Kapitel 6 analysiert. Hierzu werden die derzeitige Vergabepraxis von Übertragungskapazitäten, die Entwicklung von Großhandelspreisen sowie die Transportkapazitäten untersucht. Darüber hinaus wird anhand des Emelie-Modells die langfristige Entwicklung von Stromhandel und -preisen in Europa aufgezeigt. In Kapitel 7 wird der Frage nach den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen auf Deutschland nachgegangen. Auch hier wird eine modellgestützte Analyse vorgestellt. Die Effekte werden dabei für zwei Szenarien ("Referenz 2000" und "Offene Märkte") gerechnet. Energiepolitische Empfehlungen (Kapitel 8) und die Zusammenfassung (Kapitel 9) schließen die Untersuchung ab.

Bereits im Vorfeld zu den Arbeiten an der Studie stellte sich heraus, dass sich Effekte einer EU-Integration innerhalb des Energiebereichs vor allem für den Stromsektor ergeben werden. Der Stromsektor hat im Rahmen der Studie daher einen hohen Stellenwert. Die Anpassungs- und Integrationsprozesse im Stromsektor waren auch Gegenstand des Workshops "Challenges and Perspectives of EU Electricity Enlargement", der am 17./18. Februar im BMWA in Berlin stattfand. Auf dem Workshop wurden dabei u.a. Prognosen zur Stromentwicklung und Reformen im Stromsektor präsentiert und diskutiert, die bei der Erstellung dieses Gutachtens wertvolle Anregungen gebracht haben.

Im Rahmen der Studie werden die am 1. Mai 2004 der Europäischen Union beigetretenen osteuropäischen Länder untersucht. Hierzu gehören Polen, die Tschechische Republik, Estland, Lettland, Litauen, die Slowakei, Ungarn und Slowenien. Mit diesen Ländern ist Deutschland energiewirtschaftlich verflochten, nicht aber mit den ebenfalls beigetretenen Malta und Zypern, die daher nicht betrachtet werden. Nach dem Beschluss des Europäischen Rates vom Dezember 2002 in Kopenhagen werden voraussichtlich bis zum Jahr 2007 auch Rumänien und Bulgarien der Europäischen Union beitreten können. Diese beiden Länder werden – entsprechend den Vorgaben im Pflichtenheft des Auftraggebers – in die Untersu-

chung einbezogen. Zum Zeitpunkt der Auftragsvergabe war noch keine Entscheidung zur Aufnahme von Beitrittsverhandlungen mit Kroatien und der Türkei getroffen, daher werden diese beiden Länder hier nicht in die Untersuchung einbezogen.

2 Entwicklung der Energieversorgung in den neuen Mitglieds- und in Kandidatenländern seit 1990

2.1 Gesamtwirtschaftliche und energiewirtschaftliche Lage

Das Wichtigste in Kürze

Mit dem Beitritt von zehn Ländern im Mai 2004 und von Bulgarien und Rumänien (NMK) bis spätestens Anfang 2008 wird die Bevölkerung der EU um über ein Viertel auf knapp 490 Millionen steigen. Wegen des großen Wohlstandsgefälles zwischen den alten und neuen Mitgliedsländern wird das Bruttoinlandsprodukt der EU (gemessen mit Wechselkursen des Jahres 1995) allerdings nur um gut 4 % erhöht.

In den NMK ist nach dem politischen Umbruch 1989/1990 sowohl das Bruttoinlandsprodukt als auch der Primärenergieverbrauch stark zurückgegangen. Mitte der neunziger Jahre war die Transformationskrise in den heutigen Mitgliedsländer der EU im Wesentlichen überstanden (Ende der neunziger Jahre auch in Bulgarien und Rumänien) und ein kräftiges Wirtschaftswachstum setzte ein. Der Rückgang des Primärenergieverbrauchs setzt sich allerdings bis zum Jahr 2000 fort, danach zog der Verbrauch wieder leicht an. Das bis zum Jahr 2002 erreichte Verbrauchsniveau lag allerdings noch 20 % unter dem im Jahr 1990. Die CO₂-Emissionen lagen 2002 etwa 27 % unter ihrem Ausgangsniveau.

Im Mai 2004 sind zehn Länder der EU beigetreten, und zwar die Tschechische Republik, Ungarn, Polen, die Slowakei, Slowenien, Estland, Lettland, Litauen. Hinzu kommen Malta und Zypern, die in diesem Überblick zwar berücksichtigt, im weiteren Verlauf der Untersuchung wegen ihrer geringen energiewirtschaftlichen Bedeutung aber nicht näher betrachtet werden. Im Jahr 2007 sollen auch Bulgarien und Rumänien Mitglied der EU werden. Zur Vereinfachung wird diese Ländergruppe im Folgenden als NMKA-Länder (einschließlich Malta und Zypern) bzw. NMK-Länder (ohne Malta und Zypern) bezeichnet.

Durch den Beitritt der neuen Mitgliedsländer im Jahr 2004 ist die Bevölkerung der EU um etwa 73 Millionen auf 456 Millionen Personen gestiegen. Mit dem für das Jahr 2007 vorgesehenen Beitritt von Bulgarien und Rumänien wird sich die Bevölkerung der EU nochmals um

etwa 30 Millionen auf dann etwa 486 Millionen erhöhen. Die Bevölkerungszahl der EU wird damit 2007 den Stand von Anfang 2004 um etwa ein Drittel übertreffen.

Das Bruttoinlandsprodukt der EU steigt durch den Beitritt der neuen Mitgliedsländer und der beiden berücksichtigten Kandidatenländer weitaus weniger stark als die Bevölkerungszahl, und zwar nur um knapp 4 % auf 10,5 Bill. US-Dollar (Stand 2002). Das Bruttoinlandsprodukt je Einwohner erreichte im Jahr 2002 in den neuen Mitglieds- bzw. Kandidatenländern 12 % des entsprechenden Wertes für Deutschland und nur etwa 15 % des Wertes für die EU-15; die Wirtschaftsleistung pro Kopf in der EU ging nach der Einbeziehung der neuen Mitgliedsländer immerhin um 13 %, einschließlich Rumänien und Bulgarien sogar um 18 % zurück. Das macht deutlich, dass das wirtschaftliche Gefälle zwischen den alten und den neuen Mitgliedern der EU noch sehr groß ist.

Tabelle 2–1

Sozioökonomische Kennziffern der neuen Mitglieds- und der Kandidatenländer der EU im Jahr 2002

	Bevölkerung	Bruttoinlandsprodukt		Primärenergieverbrauch		CO ₂ -Emissionen	
	Mill.	Mrd. \$ 1995	\$ 95/EW	Mtoe	TOE/EW	Mill. t	t/EW
Estland	1,4	5,9	4214	4,5	3,2	26,9	19,2
Lettland	2,3	7,1	3087	4,3	1,9	15,4	6,7
Litauen	3,5	10,2	2914	8,6	2,5	22,5	6,4
Polen	38,2	174,1	4555	89,2	2,3	352,0	9,2
Slowakische Republik	5,4	25,2	4684	18,6	3,4	55,5	10,3
Slowenien	2,0	24,6	12300	7,0	3,5	12,9	6,5
Tschechische Republik	10,2	58,1	5690	41,7	4,1	150,4	14,7
Ungarn	10,2	58,4	5748	25,5	2,5	67,6	6,7
Neue Mitgliedsländer ¹	73,2	363,6	4969	199,2	2,7	703,2	9,6
Bulgarien	8,0	13,7	1713	19,0	2,4	76,1	9,5
Rumänien	22,3	36,0	1614	37,0	1,7	171,5	7,7
Kandidatenländer	30,3	49,7	1640	56,0	1,8	247,6	8,2
Summe ¹	103,5	413,3	3994	255,2	2,5	950,8	9,2
Deutschland	82,5	2715,4	32922	346,4	4,2	861,7	10,4
EU-15	381,2	10109,9	26521	1489,4	3,9	3224,2	8,5
EU-25 ²	455,6	10488,9	23023	1692,0	3,7	3799,2	8,3
EU-27 ²	485,9	10538,6	21690	1748,0	3,6	3938,4	8,1
1990 = 100							
Estland ³	87,5	83,1	95,0	44,4	50,7	56,5	66,7
Lettland ³	85,2	71,7	84,2	70,3	82,6	43,5	51,1
Litauen ³	94,6	91,9	97,1	50,0	52,8	54,2	57,3
Polen	100,3	146,5	146,1	89,3	89,1	83,0	83,3
Slowakische Republik	101,5	118,5	116,7	86,6	85,3	69,9	69,3
Slowenien	100,0	127,5	127,5	150,1	150,1	118,6	116,3
Tschechische Republik	98,6	106,4	108,0	88,1	89,3	80,3	82,8
Ungarn	98,0	116,1	118,5	99,6	101,7	82,8	85,5
Neue Mitgliedsländer	98,7	124,3	126,0	85,8	86,9	79,2	80,9
Bulgarien	92,0	91,3	99,3	66,0	71,8	57,4	66,0
Rumänien	96,1	91,1	94,8	59,3	61,7	53,5	56,2
Kandidatenländer	95,0	91,2	96,0	61,4	64,6	54,7	59,0
Summe ¹	97,6	119,1	122,1	78,9	80,9	72,8	75,5
Deutschland	103,9	122,2	117,7	97,2	93,6	87,5	85,8
EU-15	104,1	126,9	121,8	112,2	107,8	102,3	99,5
EU-25 ²	103,2	126,8	122,9	108,3	105,0	98,2	96,2
EU-27 ²	102,7	126,6	123,3	105,7	103,0	95,5	94,2

EW = Einwohner; Mtoe = Mill. Tonnen Öleinheiten = 10⁷ Gigakalorien.¹ Ohne Malta und Zypern. – ² Einschließlich Malta und Zypern. – ³ Ausgangswert für 2001.Quellen: IEA, Energy Balances of OECD Countries, 2001-2002. Paris 2004; IEA: CO₂-Emissions from Fuel Combustion 1971 bis 2002. Paris 2004.

Den meisten osteuropäischen Ländern ist es aber gelungen ab Mitte der neunziger Jahre einen wirtschaftlichen Aufschwung einzuleiten. Seitdem werden in den neuen osteuropäischen Mitgliedsländern weit höhere Wachstumsraten des BIP erzielt als in den alten EU-Mitgliedsländern; allerdings gibt es auch einzelne Länder, die auch nach 1995 vorübergehend gesamtwirtschaftliche Rückgänge verzeichnen mussten (dies war z.B. 1998 in der Tschechischen Republik und 1999 in Litauen der Fall). Seit dem Jahr 2001 haben sich die Unterschiede in der Dynamik eher noch vergrößert: In der alten EU, darunter auch in Deutschland, gab es eine äußerst verhaltene Entwicklung, während das Wachstum in den osteuropäischen Ländern an Fahrt gewann.¹

Tabelle 2–2

Jährliche Veränderung des realen Bruttoinlandsproduktes in konstanten Preisen (1995) in Prozent des Vorjahres

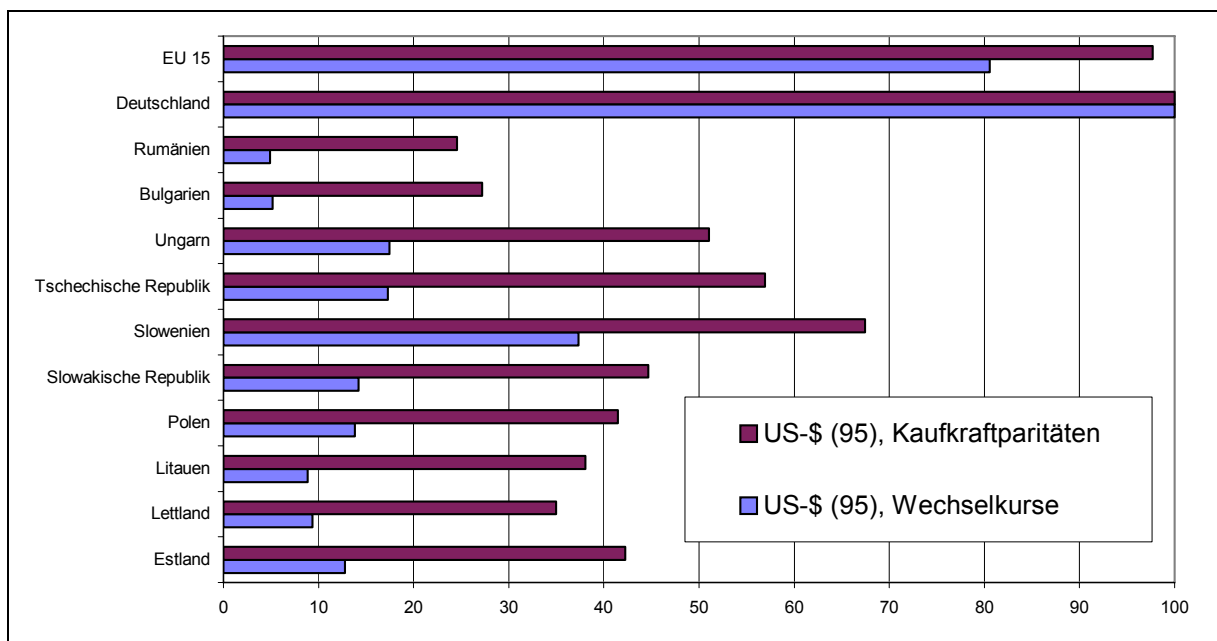
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Estland	4,5	4,5	10,5	5,2	-0,1	7,8	6,4	7,2	5,1
Lettland	-0,9	3,8	8,3	4,7	3,3	6,9	8	6,4	7,5
Litauen	3,3	4,7	7,0	7,3	-1,7	3,9	6,4	6,8	9,7
Polen	2,7	6	6,8	4,8	4,1	4,0	1,0	1,4	3,8
Slowakei	5,8	6,1	4,6	4,2	1,5	2,0	3,8	4,6	4,0
Slowenien	4,1	3,6	4,8	3,6	5,6	3,9	2,7	3,3	2,5
Tschech. Rep.	:	4,2	-0,7	-1,1	1,2	3,9	2,6	1,5	3,7
Ungarn	1,5	1,3	4,6	4,9	4,2	5,2	3,8	3,5	3,0
Malta	:	:	:	:	4,1	6,4	-2,4	2,6	-0,3
Zypern	9,9	1,8	2,3	5	4,8	5	4,1	2,1	1,9
Bulgarien	2,9	-9,4	-5,4	3,9	2,3	5,4	4,1	4,9	4,3
Rumänien	:	:	:	:	-1,2	2,1	5,7	5	4,9
Deutschland	1,7	0,8	1,4	2	2	2,9	0,8	0,1	-0,1
EU–15	2,4	1,6	2,5	2,9	2,9	3,6	1,7	1	0,8
EU–25	:	1,7	2,6	2,9	2,9	3,6	1,7	1,1	0,9
: Nicht verfügbar. Quelle: Eurostat, 2005.									

¹ Hinter der positiven wirtschaftlichen Entwicklung der neuen Beitrittsländer steht eine Zunahme der Binnennachfrage, insbesondere der Investitionen. Vgl. Grundlinien der Wirtschaftsentwicklung 2005/2006. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 1-2/2005. Nach wie vor weisen die Länder allerdings ein Handels- und Leistungsbilanzdefizit aus. Trotz der im allgemeinen positiven wirtschaftlicher Entwicklung der vergangenen Jahre ist in den meisten neuen Mitgliedsländern die Arbeitslosenquote nach wie vor hoch. Besonders stark von Arbeitslosigkeit betroffen waren 2004 Polen und die Slowakei mit 19 bzw. 18 %. Auch in Lettland war die Arbeitslosenquote 2004 mit knapp 11 % noch größer als in Deutschland. Von den Beitrittskandidaten weist insbesondere Bulgarien eine hohe Arbeitslosenquote aus. In Rumänien liegt die offiziell ausgewiesene Arbeitslosenquote zwar unter dem EU-

Im Vergleich zu einer Betrachtung in Währungsparitäten lag die Wertschöpfung pro Kopf gemessen in Kaufkraftparitäten im Jahr 2002 in den neuen Mitgliedsländern erheblich weniger stark unter dem Stand in Deutschland und in der EU-15. Nach diesem Maßstab erreichte Lettland 2002 35 % der Wertschöpfung pro Kopf in Deutschland und hatte damit den größten Rückstand unter diesen Ländern. Die Tschechische Republik und Ungarn erreichten in Kaufkraftparitäten immerhin mehr als 50 % des deutschen Niveaus, Slowenien sogar 67 %. Die beiden Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien lagen noch stärker zurück als Lettland, sie erreichten – in Kaufkraftparitäten gemessen – nicht einmal 30 % der Wertschöpfung pro Kopf in Deutschland.

Abbildung 2-1

Bruttoinlandsprodukt pro Kopf im Jahr 2002 – Vergleich mit Wechselkursen und Kaufkraftparitäten – Deutschland = 100



Der Primärenergieverbrauch der NMK-Länder lag im Jahr 2002 mit insgesamt 255 Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe) um etwa ein Viertel unter dem Verbrauch in Deutschland, der Abstand beim Primärenergieverbrauch pro Kopf war noch größer. Mit der Einbeziehung der NMKA-Länder steigt der Primärenergieverbrauch der EU um etwa 17 %, pro Einwohner wird

Durchschnitt, die wirtschaftlichen Anpassungsprozesse sind hier aber noch im Gang; ein Anstieg der Arbeitslosigkeit ist daher nicht auszuschließen.

er aber leicht auf etwa 3,6 TOE abnehmen.² Wegen des großen Anteils von Kohlen an der Stromerzeugung der meisten neuen Mitgliedsländer und der beiden Kandidatenländer nehmen die CO₂-Emissionen der EU aufgrund der Integration dieser Länder mit 22 % etwas stärker zu als der Primärenergieverbrauch, pro Kopf sinken die CO₂-Emissionen dagegen leicht auf 8,1 Tonnen je Einwohner (vgl. Tabelle 2-1).

Im Zeitraum von 1990 bis 2003 haben sich Bevölkerungszahl, Wertschöpfung, Energieverbrauch und CO₂-Emissionen unterschiedlich entwickelt. Die Bevölkerungszahl in den neuen Mitglieds- und den beiden Kandidatenländern lag im Jahr 2002 insgesamt leicht unter dem Stand von 1990. Kräftige Rückgänge haben vor allem die baltischen Staaten zu verzeichnen; Polen, Slowenien und die Slowakische Republik konnten demgegenüber ihren Bevölkerungsstand in etwa halten bzw. leicht steigern.

Im Jahr 2003 war die Wertschöpfung in den neuen Mitgliedsländern – mit Ausnahme der baltischen Staaten – größer als im Jahr 1990; in den beiden Kandidatenländern lag sie noch etwas darunter. Erheblich verändert hat sich in diesem Zeitraum auch die sektorale Struktur der Wertschöpfung. Aufgrund der Umbruchsituation in den neuen Mitgliedsländern Anfang der neunziger Jahre sind die Daten für diese Länder für das Jahr 1990 mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Auf eine quantitative Darstellung wird hier daher verzichtet. In der Tendenz sind aber folgende qualitative Aussagen sicher richtig: Die Landwirtschaft hat von 1990 bis 2002 in den meisten Ländern Anteile verloren, besonders kräftig in den baltischen Staaten. Einen deutlichen Anteilsgewinn verzeichnete sie nach den vorliegenden Daten in Bulgarien. In den meisten der betrachteten Länder sank der Beitrag der Industrie zum Bruttoinlandsprodukt relativ zur gesamten Wertschöpfung, besonders stark in den baltischen Staaten und in Polen, vergleichsweise wenig in Bulgarien, in der Tschechischen Republik und in Deutschland. Das einzige Land in dem die Industrie deutlich an Gewicht gewann war Ungarn.

In denjenigen Ländern, in denen nach der Wende der Industriesektor besonders stark einbrach und auch die Landwirtschaft überwiegend an Gewicht verlor, hat der Dienstleistungssektor (einschl. Transportdienstleistungen) seinen Anteil an der Wertschöpfung erhöht. Besonders ausgeprägt traf diese Entwicklung in den baltischen Staaten und in Polen zu. In Ungarn nahm der Anteil nach den vorliegenden Daten deutlich ab. Vergleichsweise marginale Strukturver-

² Der Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt (gemessen in Wechselkursen) ist in den NMK-Ländern immer noch ausgesprochen hoch. Dies deutet auf eine insgesamt geringe internationale Wettbewerbs-

änderungen der Wertschöpfung sind bisher in den Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien festzustellen.

Da die Industrie mehr Energie je Einheit Wertschöpfung benötigt als der Dienstleistungssektor dürfte diese Veränderung der sektoralen Struktur mit dazu beigetragen haben, dass sich in diesen Ländern in den neunziger Jahren der Primärenergieverbrauch vom Wirtschaftswachstum abgekoppelt hat.

Der Primärenergieverbrauch der NMK nahm von 1990 bis 2002 mit über 20 % ungefähr im gleichen Umfang ab wie das Bruttoinlandsprodukt zunahm, im Jahr 2003 ist er allerdings ähnlich stark gestiegen wie das Bruttoinlandsprodukt. In einzelnen Ländern war die Schere zwischen der Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts und des Energieverbrauchs noch stärker gespreizt. So ging der Primärenergieverbrauch in Estland und in Litauen nahezu doppelt so stark zurück wie die Wirtschaftsleistung; auch Polen erreichte eine überdurchschnittliche starke Abkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum. Nur in Slowenien zog der Energieverbrauch stärker an als das Bruttoinlandsprodukt. In Lettland verliefen Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch parallel.

Wesentlich zu dem Rückgang des Primärenergieverbrauchs in den NMK hat der starke Anstieg der Energieproduktivität beigetragen, zu dem neben dem bereits erwähnten strukturellen Wandel auch die Erneuerung des Produktionsapparates beitrug.

fähigkeit (die sich in niedrigen Wechselkursen der Währungen niederschlägt) sowie auf noch vorhandene besonders große Potentiale zur Einsparung von Energie hin.

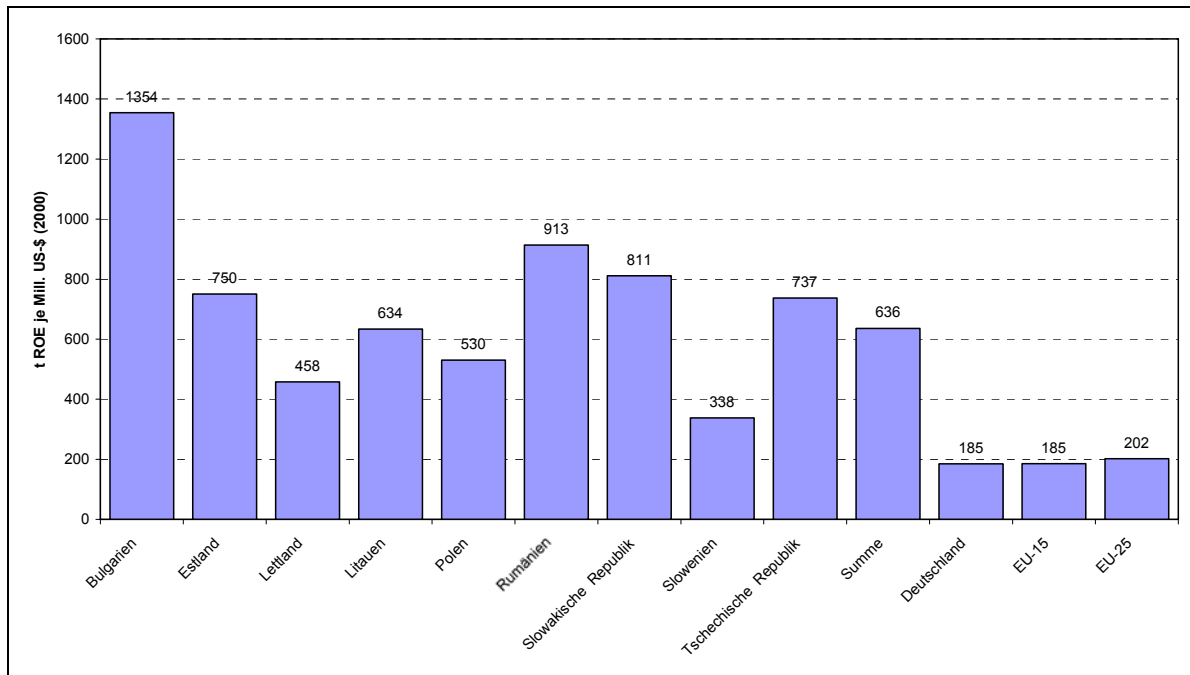
Tabelle 2–3

Entwicklung der Energieproduktivität von 1990 bis 2003

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	1990-2003
	1000 US-\$ (zu Preisen von 2000) je t Öleinheiten						Jährliche Veränderung in %
Bulgarien	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	2,0
Estland	0,9	0,9	1,2	1,2	1,4	1,3	2,8
Lettland	1,6	1,3	2,0	2,0	2,1	2,2	2,3
Litauen	1,3	1,1	1,6	1,5	1,5	1,6	1,4
Polen	1,2	1,3	1,9	1,9	1,9	1,9	3,8
Rumänien	0,7	0,9	0,8	1,0	1,0	1,0	3,0
Slowakische Republik	0,9	0,9	1,1	1,1	1,2	1,2	2,3
Slowenien	3,0	2,6	2,9	2,9	2,9	3,0	-0,2
Tschechische Republik	1,1	1,3	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3
Ungarn	1,5	1,5	1,9	1,9	1,9	2,0	2,0
Summe	1,1	1,2	1,5	1,5	1,6	1,6	3,0
Deutschland	4,3	5,0	5,4	5,3	5,5	5,4	1,7
EU-15	4,8	5,0	5,4	5,4	5,4	5,4	0,9
Summe EU-25	4,3	4,5	5,0	4,9	5,0	4,9	1,1
	1990 = 100						Jährliche Veränderung in %
Bulgarien	100,0	107,8	111,8	126,6	128,7	129,0	2,0
Estland	100,0	97,3	129,9	132,9	148,4	143,3	2,8
Lettland	100,0	79,1	122,6	121,2	130,5	134,7	2,3
Litauen	100,0	80,4	120,2	116,6	114,3	119,8	1,4
Polen	100,0	111,6	159,8	160,6	164,4	161,8	3,8
Rumänien	100,0	120,9	113,4	142,2	143,0	146,7	3,0
Slowakische Republik	100,0	103,0	124,5	124,5	129,6	135,0	2,3
Slowenien	100,0	86,4	96,7	95,5	96,6	97,9	-0,2
Tschechische Republik	100,0	110,1	120,1	120,3	121,1	118,1	1,3
Ungarn	100,0	98,8	123,3	126,0	128,4	129,7	2,0
Summe	100,0	109,0	142,9	143,5	147,1	146,8	3,0
Deutschland	100,0	115,1	125,5	123,0	125,7	124,8	1,7
EU-15	100,0	103,9	112,2	111,3	113,3	112,1	0,9
Summe EU-25	100,0	105,3	115,8	115,0	116,9	115,5	1,1
Quellen: IEA; Berechnungen des DIW Berlin							

Von 1990 bis 2003 ist aufgrund dieser Faktoren die Energieproduktivität in den NMK mit jahresdurchschnittlich 3 % außerordentlich stark gestiegen. In Deutschland war diese Kennziffer aufgrund des Einbruchs der ostdeutschen Wirtschaft Anfang der neunziger Jahre mit 1,7 % immerhin noch knapp doppelt so groß wie im Durchschnitt der EU-15 (0,9 %). Trotz dieser großen Fortschritte benötigten die NMK im Jahr 2003 allerdings immer noch spezifisch deutlich mehr Energie je Einheit Wertschöpfung als ihre westlichen Nachbarn.

Abbildung 2-2

Energieintensität des BIP im Jahr 2003 in t ROE je Mill. US-Dollar (2000)

Quelle: IEA. Berechnungen des DIW Berlin.

Während die energiebedingten CO₂-Emissionen der Altmitglieder der EU (EU-15) im Jahr 2003 um knapp 4 % über dem Wert im Jahr 1990 lagen, wurden sie in den NMK im gleichen Zeitraum um etwa 28 % reduziert. Bis zum Jahr 2002 übertraf der Rückgang der Emissionen den des Primärenergieverbrauchs. Der Einsatz von besonders kohlenstoffhaltigen Energieträgern ist also zugunsten von kohlenstoffarmen oder -freien Energieträgern zurückgedrängt worden. Im Jahr 2003 sind die CO₂-Emissionen etwa parallel zum Primärenergieverbrauch gestiegen. Besonders stark war der Rückgang der CO₂-Emissionen in den baltischen Staaten, in Slowenien sind die CO₂-Emissionen etwas stärker gestiegen.

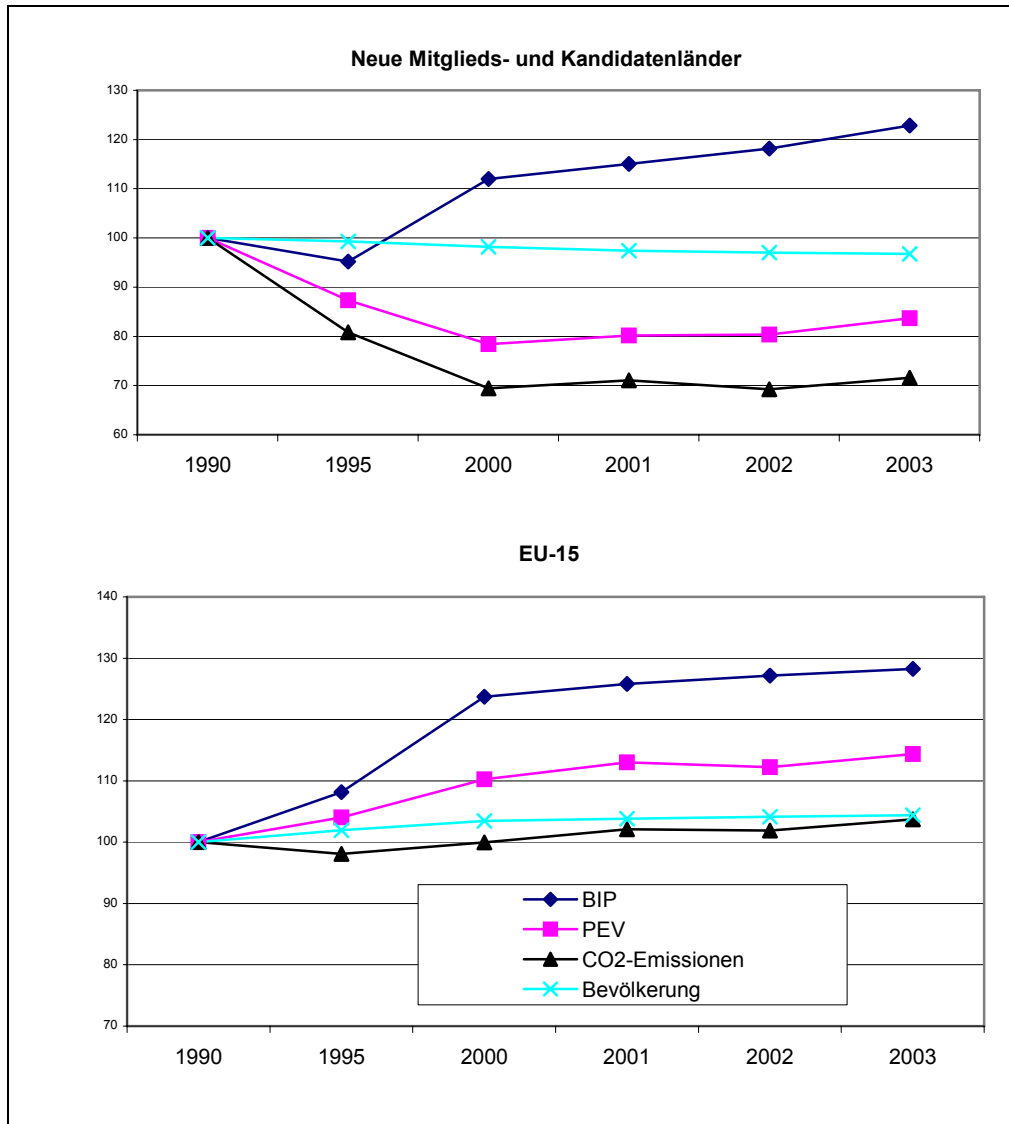
Tabelle 2–4

Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	1990 - 2003
	CO ₂ -Emissionen in Mill. t						Jährliche Veränderung in %
Bulgarien	76,1	58,3	43,6	46,2	44,2	47,7	-3,5
Estland	37,5	19,1	16,5	16,7	17,0	18,8	-5,2
Lettland	18,0	8,7	6,6	7,1	7,0	7,1	-7,0
Litauen	36,7	22,8	13,0	12,2	10,9	11,2	-8,7
Polen	371,4	337,9	302,3	307,1	298,6	310,7	-1,4
Rumänien	171,5	127,0	87,6	94,0	93,3	97,6	-4,2
Slowakische Republik	56,0	41,1	36,9	39,3	38,9	39,7	-2,6
Slowenien	13,5	14,0	14,4	15,3	15,4	15,1	0,9
Tschechische Republik	160,1	128,1	125,0	122,8	118,0	116,2	-2,4
Ungarn	67,6	57,8	54,5	56,1	54,8	57,6	-1,2
Summe	1008,5	814,8	700,3	716,8	698,0	721,7	-2,5
Deutschland	988,9	876,1	831,6	834,6	850,4	841,1	-1,2
EU-15	3167,0	3107,1	3165,2	3234,4	3227,6	3284,9	0,3
Summe EU-25	3933,8	3744,0	3742,7	3819,3	3796,6	3870,1	-0,1
	1990 = 100						
Bulgarien	100,0	76,6	57,3	60,7	58,1	62,7	
Estland	100,0	50,9	44,0	44,7	45,3	50,2	
Lettland	100,0	48,4	36,4	39,3	38,6	39,1	
Litauen	100,0	62,1	35,3	33,2	29,6	30,5	
Polen	100,0	91,0	81,4	82,7	80,4	83,6	
Rumänien	100,0	74,1	51,1	54,8	54,4	56,9	
Slowakische Republik	100,0	73,4	66,0	70,2	69,5	70,9	
Slowenien	100,0	103,0	106,0	113,0	113,6	111,7	
Tschechische Republik	100,0	80,0	78,1	76,7	73,7	72,6	
Ungarn	100,0	85,5	80,7	83,0	81,1	85,2	
Summe	100,0	80,8	69,4	71,1	69,2	71,6	
Deutschland	100,0	88,6	84,1	84,4	86,0	85,1	
EU-15	100,0	98,1	99,9	102,1	101,9	103,7	
Summe EU-25	100,0	95,2	95,1	97,1	96,5	98,4	
Quellen: UNFCCC (Nationale Emissionsinventare); IEA; Berechnungen des DIW Berlin							

Abbildung 2-3

Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt (BIP), Primärenergieverbrauch (PEV), Stromverbrauch und CO₂-Emissionen 1990 = 100



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005. Berechnungen des DIW Berlin.

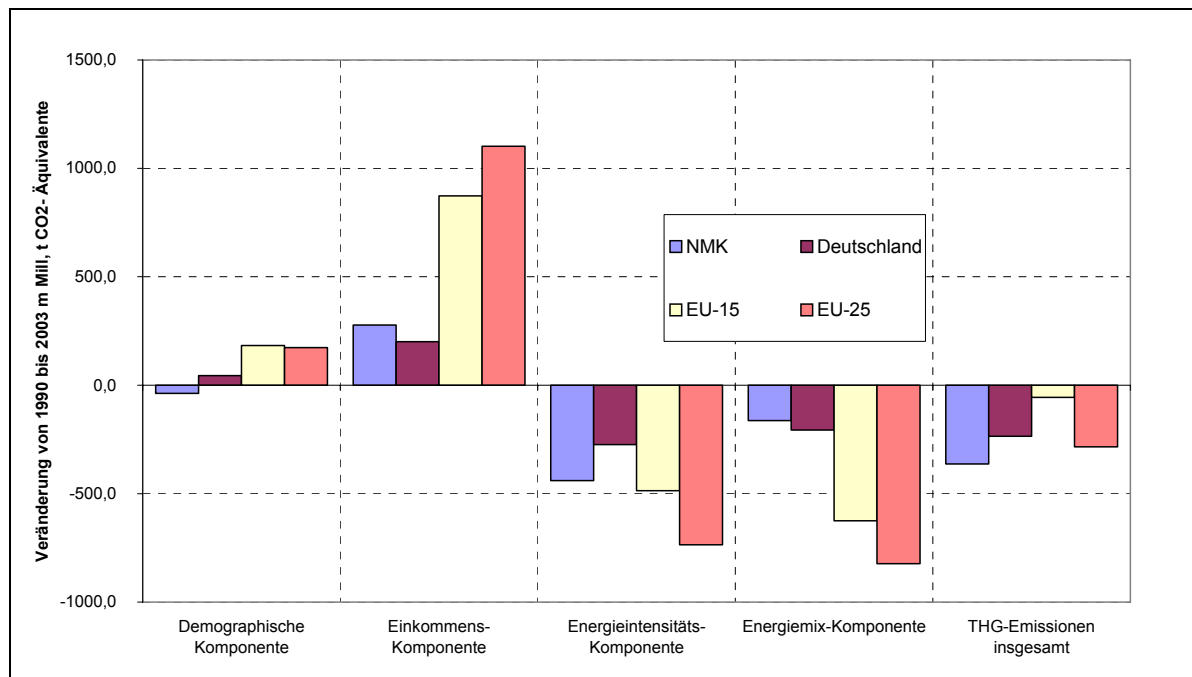
Die Entwicklung der CO₂-Emissionen lässt sich in einzelne Komponenten mit unterschiedlicher Wirkungsrichtung und Gewicht zerlegen.³ Von den Bestimmungsfaktoren "demografische und wirtschaftliche Entwicklung", "Energieintensität" und "Energimix" wirkt in den NMK lediglich das Wirtschaftswachstum emissionssteigernd. Alle übrigen Faktoren – Demografie, Energieintensität und Energimix – haben in dieser Ländergruppe zur Reduktion dieser

³ Vgl. hierzu: Jochen Diekmann et al.: Energie-Effizienzindikatoren. Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die Praxis. Heidelberg 1999.

Emissionen beigetragen und die aus dem Wirtschaftswachstum resultierenden Steigerungstendenzen weit übertroffen.

Abbildung 2-4

Einfluss unterschiedlicher Komponenten auf die absoluten Veränderungen der Treibhausgasemissionen im Jahre 2003 gegenüber 1990



Nach den Verpflichtungen, die die NMK im Rahmen des Kyoto-Protokolls übernommen haben, müssen sie bis 2008/12 in den meisten Fällen ihre Treibhausgasemissionen geringfügig unter den Stand von 1990 senken, Polen und Ungarn können ihre Emissionen sogar noch deutlich steigern. Während von den EU-15 Staaten künftig noch erhebliche Anstrengungen notwendig sind, um die im Rahmen des Kyoto-Protokolls verbindlich zugesagte Reduktion der Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 8 % noch zu erreichen, können die Beitrittsstaaten ihre Emissionen noch um reichlich ein Drittel erhöhen, ohne dass die vereinbarten Ziele verletzt würden. Wenn das höhere Wachstumstempo dieser Länder in den kommenden Jahren anhält, werden sie diesen Spielraum allerdings auch benötigen.

Aufgrund des wirtschaftlichen Nachholbedarfs insbesondere im Bereich der Infrastruktur und im Gebäudebestand und der günstigen Rahmendaten (niedrige Arbeitskosten⁴, Rechtssicher-

⁴ Nach Angaben von EUROSTAT lagen z.B. die Arbeitskosten (einschl. Sozialbeiträge der Arbeitgeber) im Bereich Industrie und Dienstleistungen im Jahr 2002 in der Tschechischen Republik und Polen mit 5,4 bzw. 5,3 EURO je Stunde etwa bei einem Fünftel des entsprechenden Wertes in Deutschland (26,9 EURO) (vgl. Mittag, 2004).

heit aufgrund des Beitritts zur EU, Unterstützung durch Struktur- und Regionalfonds der EU) dürfte das Bruttoinlandsprodukt der neuen Mitgliedsländer in absehbarer Zeit deutlich stärker wachsen als in den meisten alten Mitgliedsländern der EU. In welchem Umfang dies auch auf den Primärenergieverbrauch zutreffen wird, hängt davon ab, wie schnell die großen Einsparpotentiale in den neuen Mitgliedsländern in den kommenden Jahren ausgeschöpft werden können. Da auch die Potentiale zur Substitution von Kohlen durch weniger kohlenstoffhaltige Energieträger in den NMK-Ländern größer sind als in der EU-15 dürften die CO₂-Emissionen weniger stark zunehmen als der Primärenergieverbrauch.

2.2 Überblick über die energiewirtschaftliche Entwicklung seit Anfang der neunziger Jahre

Das Wichtigste in Kürze

In den NMK lag der Endenergieverbrauch im Jahr 2003 noch deutlich unter dem Stand im Jahr 1990. Dazu hat beigetragen, dass der Anstieg des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor geringer ausfiel als der Rückgang des Energieverbrauchs in den übrigen Sektoren. Insbesondere der Rückgang des Energieverbrauchs der Industrie fiel – bedingt durch den wirtschaftlichen Einbruch Anfang der neunziger Jahre – besonders kräftig aus. Aufgrund der Anteilsverluste der Industrie und der Anteilsgewinne des Transportsektors hat sich die Struktur des Endenergieverbrauchs in dieser Ländergruppe an diejenige in Deutschland und in der EU-15 angenähert. Auch die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in den NMK hat sich seit 1990 deutlich an diejenige in Deutschland und in der EU-15 angepasst, allerdings werden in diesen Ländern nach wie vor relativ deutlich mehr Kohlen und Fernwärme verbraucht als in Deutschland. Die Struktur der Energieproduktion nach Energieträgern unterscheidet sich zwischen den NMK einerseits, Deutschland bzw. der EU-15 andererseits vor allem durch den höheren Kohlen- und geringeren Kernenergieanteil.

Der Primärenergieverbrauch der NMK war im Jahr 2003 noch geringer als im Jahr 1990. Im betrachteten Zeitraum expandierte der Einsatz der Kernenergie und der Wasserkraft, während der Einsatz von Kohlen um etwa ein Drittel zurückging. Durch diese Entwicklung hat sich die Struktur des Primärenergieeinsatzes in den NMK an diejenige in Deutschland und in der EU-15 angenähert, der Anteil der festen Brennstoffe am Primärenergieverbrauch in diesen Ländern war im Jahr 2003 aber nach wie vor relativ hoch. Ebenso wie Deutschland sind die NMK stark von Öl und Erdgasimporten abhängig, die sie aufgrund historisch gewachsener Verbindungen noch immer überwiegend aus Russland beziehen.

2.2.1 Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren

Der Endenergieverbrauch der neuen Mitglieds- und Kandidatenländer ohne Malta und Zypern (NMK) lag im Jahr 2003 etwa ein Viertel unter dem Wert des Jahres 1990. Im Jahr 2003 entsprach der Endenergieverbrauch der NMK-Länder insgesamt etwa 65 % des Endenergieverbrauchs Deutschlands und 15 % des Endenergieverbrauchs der EU-15.

Drastisch eingebrochen ist in den NMK-Ländern seit 1990 vor allem der Endenergieverbrauch der Industrie. Im Jahr 1990 machte er noch etwa ein Drittel des Energieverbrauchs in der EU-15 aus und übertraf den Verbrauch der Industrie in Deutschland deutlich. Im Jahr 2003 benötigte die Industrie in den NMK-Ländern nur noch knapp ein Sechstel bzw. etwa drei Viertel so viel Endenergie wie in der EU-15 bzw. wie in Deutschland von der Industrie verbraucht wurde.

Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors in den NMK-Ländern machte im Jahr 1990 etwa 42 % des entsprechenden Verbrauchs in Deutschland aus. Bis zum Jahr 2003 hat er in den NMK-Ländern stärker zugenommen als in Deutschland, der Abstand zu Deutschland hat sich daher leicht auf etwa die Hälfte verringert. Im Vergleich zum Verbrauch dieses Sektors in der EU-15 macht der Verbrauch der NMK-Länder unverändert etwa ein Zehntel aus.

Der Endenergieverbrauch von Haushalten, Gewerbe und Dienstleistungen (Sonstige) in den NMK ist seit 1990 um etwa ein Fünftel zurückgegangen. Wie in Deutschland und in der EU-15 hatte dieser Sektor im Jahr 2003 auch in den NMK den größten Anteil am Endenergieverbrauch. Der Endenergieverbrauch der Industrie wurde im gleichen Zeitraum nahezu halbiert, der Endenergieverbrauch des Transportsektors nahm um ein Viertel zu.

Tabelle 2–5

Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)

	Industrie	Verkehr	Sonstige	Insgesamt
	1990			
Bulgarien	10,45	2,57	4,59	17,61
Estland ¹	1,49	0,41	1,47	3,37
Lettland ¹	1,32	1,06	2,12	4,50
Litauen ¹	2,12	1,11	3,08	6,31
Polen	26,32	7,59	27,09	61,00
Rumänien	24,22	4,45	13,21	41,88
Slowakei	8,16	1,08	6,05	15,29
Slowenien ¹	1,12	0,90	1,08	3,10
Tschechische Republik	17,78	2,86	13,81	34,45
Ungarn	7,54	3,15	9,79	20,48
Summe	100,52	25,18	82,29	207,99
Deutschland	83,19	60,04	97,77	241,00
EU-15	303,79	259,38	341,92	905,09
	2003			
Bulgarien	4,22	2,43	2,70	9,35
Estland	0,61	0,66	0,97	2,24
Lettland	0,52	0,92	1,33	2,77
Litauen	1,32	1,24	1,52	4,08
Polen	18,65	11,30	28,26	58,21
Rumänien	9,64	4,47	7,18	21,29
Slowakei	4,69	2,21	4,08	10,98
Slowenien	1,56	1,37	1,54	4,47
Tschechische Republik	9,50	5,97	9,97	25,44
Ungarn	4,52	3,82	10,33	18,67
Summe	55,23	34,39	67,88	157,50
Deutschland	73,19	63,67	104,27	241,13
EU-15	324,28	324,64	405,82	1054,74
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992.				
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.				

Wird die Entwicklung in einzelnen Ländern betrachtet, so zeigt sich, dass in keinem der NMK der Endenergieverbrauch im Jahr 2003 größer war als 1990.⁵ In den neuen Mitgliedsländern der EU sind vergleichsweise geringe Rückgänge in Polen (-10 %) und in Ungarn (-15 %) zu verzeichnen, besonders große Rückgänge gab es in den baltischen Staaten. In den Kandidatenländern Rumänien und Bulgarien waren die Verbrauchsrückgänge noch stärker ausgeprägt.

⁵ Der für Slowenien unter 1990 ausgewiesene Wert gilt für 1992 und muss daher mit Vorsicht interpretiert werden.

Dort war der Endenergieverbrauch im Jahr 2002 jeweils nur etwa halb so hoch wie im Jahr 1990.

Tabelle 2–6

Endenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)

	Industrie	Verkehr	Sonstige	Insgesamt
Bulgarien	40,4	94,6	58,8	53,1
Estland ¹	40,9	161,0	66,0	66,5
Lettland ¹	39,4	86,8	62,7	61,6
Litauen ¹	62,3	111,7	49,4	64,7
Polen	70,9	148,9	104,3	95,4
Rumänien	39,8	100,4	54,4	50,8
Slowakei	57,5	204,6	67,4	71,8
Slowenien ¹	139,3	152,2	142,6	144,2
Tschechische Republik	53,4	208,7	72,2	73,8
Ungarn	59,9	121,3	105,5	91,2
Summe	54,9	136,6	82,5	75,7
Deutschland	88,0	106,0	106,6	100,1
EU-15	106,7	125,2	118,7	116,5

¹ Basisjahr 1992.
 Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.

Die sektorale Struktur des Energieverbrauchs in den NMK hat sich seit 1990 deutlich an die Strukturen in der EU-15 angepasst. So lag im Jahr 2003 in den NMK der Anteil der Industrie am Endenergieverbrauch mit 35 % nur noch 4 Prozentpunkte über dem Durchschnitt der EU-15, der Anteil des Verkehrssektors lag mit 22 % etwa 11 Prozentpunkte darunter und die sonstigen Verbraucher mit 43 % um etwa 5 % darüber. Zwölf Jahre zuvor hatten die entsprechenden Differenzen noch +15 %, -17 % und +2% betragen. Ohne die beiden Kandidatenländer Rumänien und Bulgarien, die beide in der Ausgangssituation durch einen besonders hohen Industrieanteil und einem besonders geringen Anteil des Sektors „Sonstige“ (Haushalte, Gewerbe, Dienstleistungen) gekennzeichnet waren, ist die Anpassung an den westeuropäischen Standard noch weiter vorangeschritten. Die sektorale Struktur des Endenergieverbrauchs in Litauen und Slowenien entsprach nahezu der durchschnittlichen Struktur in der EU-15.

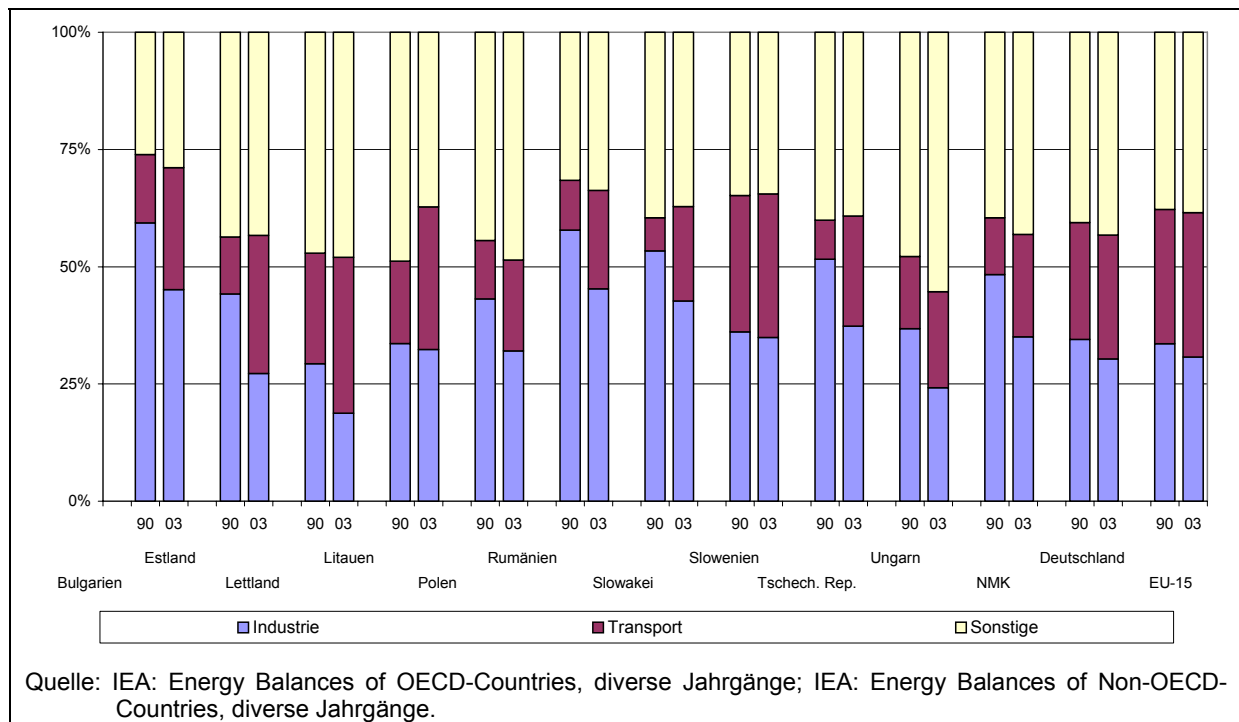
Tabelle 2–7

Endenergieverbrauch nach Sektoren in %

	Industrie	Verkehr	Sonstige	Insgesamt
	1990			
Bulgarien	59,3	14,6	26,1	100,0
Estland ¹	44,2	12,2	43,6	100,0
Lettland ¹	29,3	23,6	47,1	100,0
Litauen ¹	33,6	17,6	48,8	100,0
Polen	43,1	12,4	44,4	100,0
Rumänien	57,8	10,6	31,5	100,0
Slowakei	53,4	7,1	39,6	100,0
Slowenien ¹	36,1	29,0	34,8	100,0
Tschechische Republik	51,6	8,3	40,1	100,0
Ungarn	36,8	15,4	47,8	100,0
Summe	48,3	12,1	39,6	100,0
Deutschland	34,5	24,9	40,6	100,0
EU-15	33,6	28,7	37,8	100,0
	2003			
Bulgarien	45,1	26,0	28,9	100,0
Estland	27,2	29,5	43,3	100,0
Lettland	18,8	33,2	48,0	100,0
Litauen	32,4	30,4	37,3	100,0
Polen	32,0	19,4	48,5	100,0
Rumänien	45,3	21,0	33,7	100,0
Slowakei	42,7	20,1	37,2	100,0
Slowenien	34,9	30,6	34,5	100,0
Tschechische Republik	37,3	23,5	39,2	100,0
Ungarn	24,2	20,5	55,3	100,0
Summe	35,1	21,8	43,1	100,0
Deutschland	30,4	26,4	43,2	100,0
EU-15	30,7	30,8	38,5	100,0

¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992.
 Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.

Abbildung 2-5

Endenergieverbrauch nach Sektoren 1990 und 2003 in %**2.2.2 Entwicklung des Energieverbrauchs nach Energieträgern**

Obwohl sich die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern in den NMK seit 1990 deutlich an diejenige in Deutschland und in der EU-15 angepasst hat, bestehen weiterhin einige Unterschiede. So wurde im Jahr 2003 in den NMK insgesamt mehr als doppelt so viel Kohle und Fernwärme verbraucht wie in Deutschland. Zu dem hohen Kohleneinsatz in dieser Ländergruppe trugen insbesondere Polen und die Tschechische Republik bei, zur hohen Fernwärmenutzung Polen und die baltischen Staaten.

Tabelle 2–8

Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Mtoe

	Kohlen	Öl	Erdgas	Strom	Fernwärme	Insgesamt ²
	1990					
Bulgarien	1,61	5,85	2,60	3,03	4,55	17,64
Estland ¹	0,23	0,97	0,30	0,49	1,41	3,40
Lettland ¹	0,16	1,95	0,61	0,57	1,21	4,50
Litauen ¹	0,41	2,17	1,11	0,67	2,02	6,38
Polen	17,40	11,43	7,90	8,28	17,18	62,19
Rumänien	3,01	9,10	19,85	4,66	6,16	42,78
Slowakei	4,26	4,59	4,43	2,01	0,82	16,11
Slowenien	0,24	1,49	0,44	0,75	0,20	3,12
Tschechische Republik	17,43	8,09	4,19	4,14	1,45	35,30
Ungarn	2,68	7,41	6,20	2,72	2,01	21,02
Summe	47,43	53,05	47,63	27,32	37,01	212,44
Deutschland	37,26	117,70	41,04	39,14	12,14	247,28
EU-15	75,21	473,30	178,89	156,67	49,36	933,43
	2003					
Bulgarien	1,10	4,03	1,32	2,16	0,92	9,53
Estland	0,09	0,88	0,36	0,48	0,49	2,30
Lettland	0,06	1,27	0,46	0,45	0,63	2,87
Litauen	0,17	1,59	1,08	0,62	0,80	4,26
Polen	11,02	18,78	9,03	8,49	12,40	59,72
Rumänien	0,80	7,42	8,18	3,23	2,43	22,06
Slowakei	1,22	2,87	3,89	1,97	1,30	11,25
Slowenien	0,11	2,47	0,75	1,08	0,20	4,61
Tschechische Republik	3,80	8,39	6,32	4,51	3,51	26,53
Ungarn	0,66	5,72	7,73	2,70	2,19	19,00
Summe	19,03	53,42	39,12	25,69	24,87	162,13
Deutschland	9,34	117,63	60,99	43,80	13,91	245,67
EU-15	26,48	541,06	250,63	203,73	65,29	1087,19

¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² "Deutschland" und "EU-15" einschl. Biomasse und Abfälle.
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.

Im Jahr 2002 machte der Endenergieverbrauch der NMK etwa 15 % des Endenergieverbrauchs in der EU–15 aus, bei Kohlen waren es 72 % und bei Fernwärme 38 %. Der Mineralölverbrauch in den NMK erreichte im Jahr 2003 nicht einmal die Hälfte des entsprechenden Verbrauchs in Deutschland und knapp ein Zehntel des Verbrauchs in der EU. Beim Endenergieverbrauch von Strom war das Gewicht der NMK-Länder nur unwesentlich größer. Die Kennziffern für Erdgas entsprachen in etwa denen des Endenergieverbrauchs insgesamt.

Die nach wie vor bestehenden großen Unterschiede in der Struktur des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern zwischen den NMK und Deutschland sowie der EU-15 werden auch

anhand folgender Zahlen deutlich: Im Jahr 2003 betrug der Anteil der Kohlen am Endenergieverbrauch knapp 12 % im Vergleich zu knapp 4 % in Deutschland und gut 2 % in der EU-15. Deutlich überproportionale Kohlen-Anteile hatten vor allem Polen, die Tschechische Republik und die Slowakei. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch war in den NMK mit 15 % knapp drei mal so hoch wie in Deutschland, der Stromanteil lag mit 16 % etwa 2 Prozentpunkte unter westeuropäischen Standards. Der Anteil des Erdgases am Endenergieverbrauch variierte nach Ländern sehr stark. Den niedrigsten Anteil wies Bulgarien mit knapp 14 % und den höchsten Ungarn mit 41 % aus (Stand 2002).

Tabelle 2–9

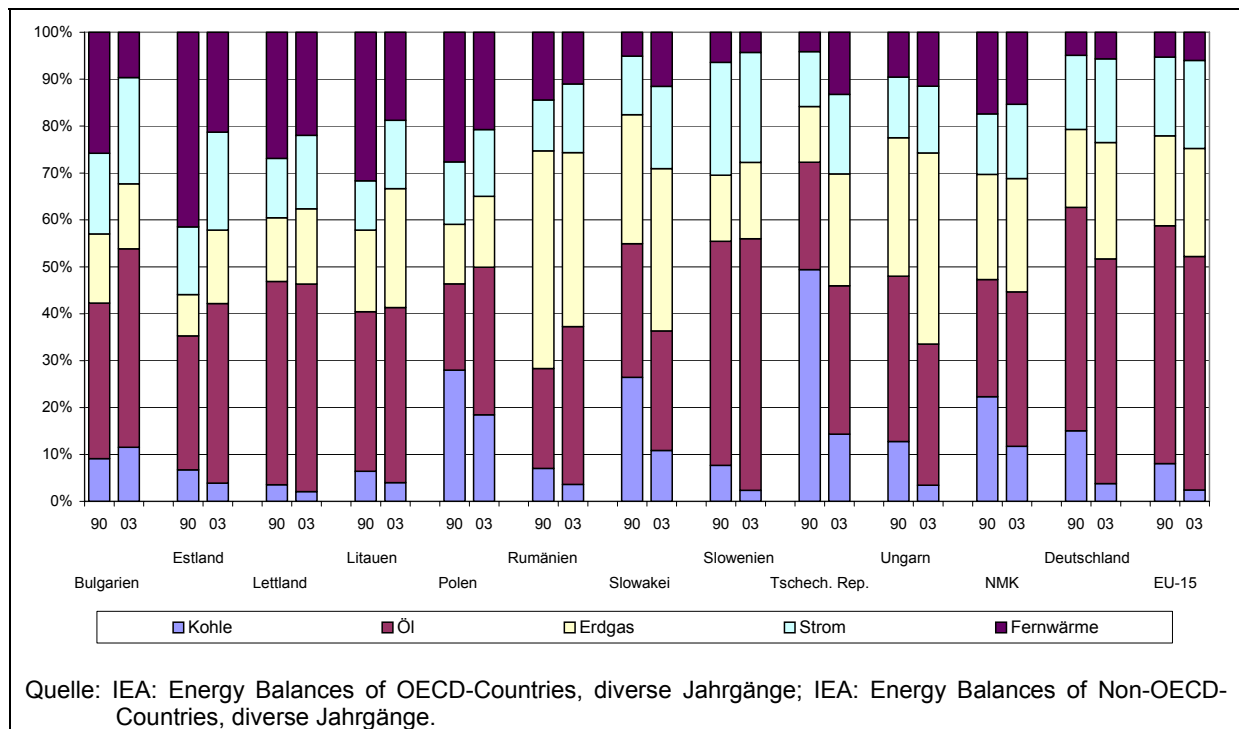
Endenergieverbrauch 1990 und 2003 in %

	Kohlen	Öl	Erdgas	Strom	Fernwärme	Insgesamt ²
	1990					
Bulgarien	9,1	33,2	14,7	17,2	25,8	100,0
Estland ¹	6,8	28,5	8,8	14,4	41,5	100,0
Lettland ¹	3,6	43,3	13,6	12,7	26,9	100,0
Litauen ¹	6,4	34,0	17,4	10,5	31,7	100,0
Polen	28,0	18,4	12,7	13,3	27,6	100,0
Rumänien	7,0	21,3	46,4	10,9	14,4	100,0
Slowakei	26,4	28,5	27,5	12,5	5,1	100,0
Slowenien	7,7	47,8	14,1	24,0	6,4	100,0
Tschechische Republik	49,4	22,9	11,9	11,7	4,1	100,0
Ungarn	12,7	35,3	29,5	12,9	9,6	100,0
Summe	22,3	25,0	22,4	12,9	17,4	100,0
Deutschland	15,1	47,6	16,6	15,8	4,9	100,0
EU-15	8,1	50,7	19,2	16,8	5,3	100,0
	2003					
Bulgarien	11,5	42,3	13,9	22,7	9,7	100,0
Estland	3,9	38,3	15,7	20,9	21,3	100,0
Lettland	2,1	44,3	16,0	15,7	22,0	100,0
Litauen	4,0	37,3	25,4	14,6	18,8	100,0
Polen	18,5	31,4	15,1	14,2	20,8	100,0
Rumänien	3,6	33,6	37,1	14,6	11,0	100,0
Slowakei	10,8	25,5	34,6	17,5	11,6	100,0
Slowenien	2,4	53,6	16,3	23,4	4,3	100,0
Tschechische Republik	14,3	31,6	23,8	17,0	13,2	100,0
Ungarn	3,5	30,1	40,7	14,2	11,5	100,0
Summe	11,7	32,9	24,1	15,8	15,3	100,0
Deutschland	3,8	47,9	24,8	17,8	5,7	100,0
EU-15	2,4	49,8	23,1	18,7	6,0	100,0

¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² "Deutschland" und "EU-15" einschl. Biomasse und Abfälle.

Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.

Abbildung 2-6

Endenergieverbrauch 1990 und 2003 in %

Wird die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern von 1990 bis 2003 betrachtet, so zeigt sich, dass der Endenergieverbrauch von Kohlen mit nahezu 60 % am stärksten zurückgegangen ist. Bei der Fernwärme betrug der Rückgang immerhin noch 33 % und beim Erdgas etwa 18 %. Vergleichsweise maßvoll gingen demgegenüber der Stromverbrauch um 6 % zurück. Der Mineralölverbrauch nahm leicht zu.

Der Energieverbrauch entwickelte sich in den einzelnen Ländern teilweise sehr unterschiedlich. So ist der Endenergieverbrauch von Mineralöl in Polen und in Slowenien seit 1990 um über die Hälfte gestiegen. In Slowenien hat der Endenergieverbrauch von Erdgas zwischen 1990 und 2003 um 71 % zugenommen; in der Tschechischen Republik um 51 %. Der Stromverbrauch nahm in Slowenien mit 44 % am stärksten zu. Der Fernwärmeverbrauch expandierte besonders kräftig in der Tschechischen Republik und in der Slowakei.

Tabelle 2–10

Endenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)

	Kohlen	Öl	Erdgas	Strom	Fernwärme	Insgesamt ²
Bulgarien	68,3	68,9	50,8	71,3	20,2	54,0
Estland ¹	39,1	90,7	120,0	98,0	34,8	67,6
Lettland ¹	37,5	65,1	75,4	78,9	52,1	63,8
Litauen ¹	41,5	73,3	97,3	92,5	39,6	66,8
Polen	63,3	164,3	114,3	102,5	72,2	96,0
Rumänien	26,6	81,5	41,2	69,3	39,4	51,6
Slowakei	28,6	62,5	87,8	98,0	158,5	69,8
Slowenien ¹	45,8	165,8	170,5	144,0	100,0	147,8
Tschechische Republik	21,8	103,7	150,8	108,9	242,1	75,2
Ungarn	24,6	77,2	124,7	99,3	109,0	90,4
Summe	40,1	100,7	82,1	94,0	67,2	76,3
Deutschland	25,1	99,9	148,6	111,9	114,6	99,3
EU-15	35,2	114,3	140,1	130,0	132,3	116,5

¹ Basisjahr 1992. – ² "Deutschland" und "EU-15" einschließlich Biomasse und Abfälle.
 Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, diverse Jahrgänge; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, diverse Jahrgänge.

2.2.3 Energieerzeugung

Die Energieerzeugung in den NMK übertraf im Jahr 2003 mit 184 Mtoe diejenige in Deutschland um knapp ein Drittel, sie entsprach knapp einem Viertel der Energieproduktion in der EU. Dass die NMK 2003 insgesamt mehr Energie produzierten als Deutschland, ist vor allem auf deren nahezu doppelt so hohe Kohलगewinnung zurückzuführen. Die Rohölgewinnung der NMK Länder war im Jahr 2003 mehr als doppelt so groß wie in Deutschland. Im Vergleich zur Erdölgewinnung in der EU-15, die auch die Ölgewinnung Großbritanniens enthält, ist die Rohölausbeute in den NMK aber gering. Die Erdgasgewinnung der NMK entsprach im Jahr 2003 ungefähr der Gewinnung in Deutschland, im Vergleich zur EU-15 lag die Erdgasgewinnung der NMK allerdings unter 10 %. Der Beitrag der Kernenergie im Jahr 2003 entsprach knapp 60 % des deutschen Wertes und reichlich einem Zehntel des Wertes der EU-15. Einschließlich erneuerbarer Brennstoffe und Abfälle wurden regenerative Energien in den NMK etwas stärker genutzt als in Deutschland.

Tabelle 2–11

Energieerzeugung in Mtoe

	Kohlen ²	Rohöl	Erdgas	Kernenergie	Erneuerbare Brennstoffe und Abfälle	Sonstige Regenerative	Insgesamt
	1990						
Bulgarien	5,38	0,06	0,01	3,82	0,17	0,16	9,61
Estland ¹	3,93	0,00	0,00	0,00	0,18	0,00	4,12
Lettland ¹	0,08	0,00	0,00	0,00	0,48	0,22	0,78
Litauen ¹	0,03	0,00	0,00	3,91	0,17	0,03	4,13
Polen	94,46	0,17	2,38	0,00	2,23	0,12	99,36
Rumänien	8,65	7,70	22,90	0,00	0,60	0,98	40,83
Slowakei	1,40	0,08	0,34	3,14	0,17	0,16	5,27
Slowenien ¹	1,18	0,00	0,01	1,03	0,24	0,29	2,77
Tschechische Republik	34,70	0,18	0,20	3,28	0,00	0,12	38,49
Ungarn	4,14	2,27	3,81	3,58	0,42	0,11	14,33
Summe	153,95	10,46	29,65	18,76	4,66	2,19	219,69
Deutschland	121,77	4,71	13,53	39,84	4,80	1,53	186,16
EU-15	208,32	121,18	132,74	187,79	39,70	25,71	715,44
	2003						
Bulgarien	4,55	0,03	0,01	4,52	0,72	0,25	10,09
Estland	3,05	0,00	0,00	0,00	0,61	0,00	3,66
Lettland	0,00	0,00	0,00	0,00	1,78	0,20	1,98
Litauen	0,01	0,39	0,00	4,09	0,68	0,06	5,23
Polen	70,82	0,78	3,61	0,00	5,25	0,16	80,63
Rumänien	6,20	6,93	10,43	1,28	2,93	1,16	28,93
Slowakei	0,82	0,05	0,17	4,70	0,35	0,31	6,40
Slowenien	1,18	0,00	0,00	1,36	0,47	0,27	3,29
Tschechische Republik	24,33	0,47	0,13	6,74	1,21	0,12	33,00
Ungarn	2,71	1,61	2,29	2,89	0,82	0,10	10,41
Summe	113,67	10,26	16,64	25,58	14,17	2,63	183,62
Deutschland	57,86	4,41	15,92	43,02	9,66	3,66	134,52
EU-15	94,96	145,63	183,13	234,09	60,40	33,62	752,16

¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer.
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy-Balances of NON-OECD-Countries. Paris 2004.

Bei einer Betrachtung nach einzelnen Ländern ragen bei der Kohlengewinnung unter den NMK Polen und die Tschechische Republik hervor. Während Deutschland seine Kohlengewinnung von 1990 bis 2003 in etwa halbiert hat, wurde die Kohlengewinnung in Polen im gleichen Zeitraum nur um etwa ein Viertel auf 71 Mtoe reduziert. Sie übertraf damit die Kohlengewinnung in Deutschland um 13 Mtoe (1990 wurde in Polen noch deutlich weniger Kohle gefördert als in Deutschland). In der Tschechischen Republik ist die Kohlengewinnung stärker als in Polen, aber geringer als in Deutschland zurückgefahren worden.

Unter den NMK förderte Rumänien mit knapp 7 Mtoe – das war ungefähr 6 % der Ölgewinnung Großbritanniens – bei weitem am meisten Rohöl. Der zweitgrößte Ölproduzent war Ungarn mit 1,6 Mtoe.

Im Jahr 2003 war Rumänien auch bei der Erdgasgewinnung unter den NMK der unangefochtene Spitzenreiter; seit 1990 hat sich die Produktion allerdings mehr als halbiert. Die Erdgasgewinnung in Polen ist demgegenüber – ausgehend von einem niedrigen Niveau – gestiegen und nahm im Jahr 2003 mit 3,6 Mtoe den zweiten Platz unter den NMK-Ländern ein. Es hat damit Ungarn überholt, dessen Erdgasgewinnung – wie diejenige Rumäniens – tendenziell zurückgeht.

Mit Ausnahme von Estland, Lettland und Polen nutzen alle betrachteten Länder die Kernenergie. In Bulgarien und in der Tschechischen Republik wurde im Jahr 2003 am meisten Strom mit dieser Technik erzeugt, ihr Anteil an der gesamten Stromerzeugung war in Litauen und in der Slowakei am größten. Bei den erneuerbaren Energien dominieren die Beiträge Polens und Rumäniens, relativ war ihr Beitrag in Lettland und Slowenien am größten.

Regenerative Energien werden in 2003 in den NMK insgesamt in größerem Umfang genutzt als in Deutschland. Das lag vor allem an der überproportional starken Nutzung auch der Wasserkraft in Lettland, Slowenien und Rumänien.

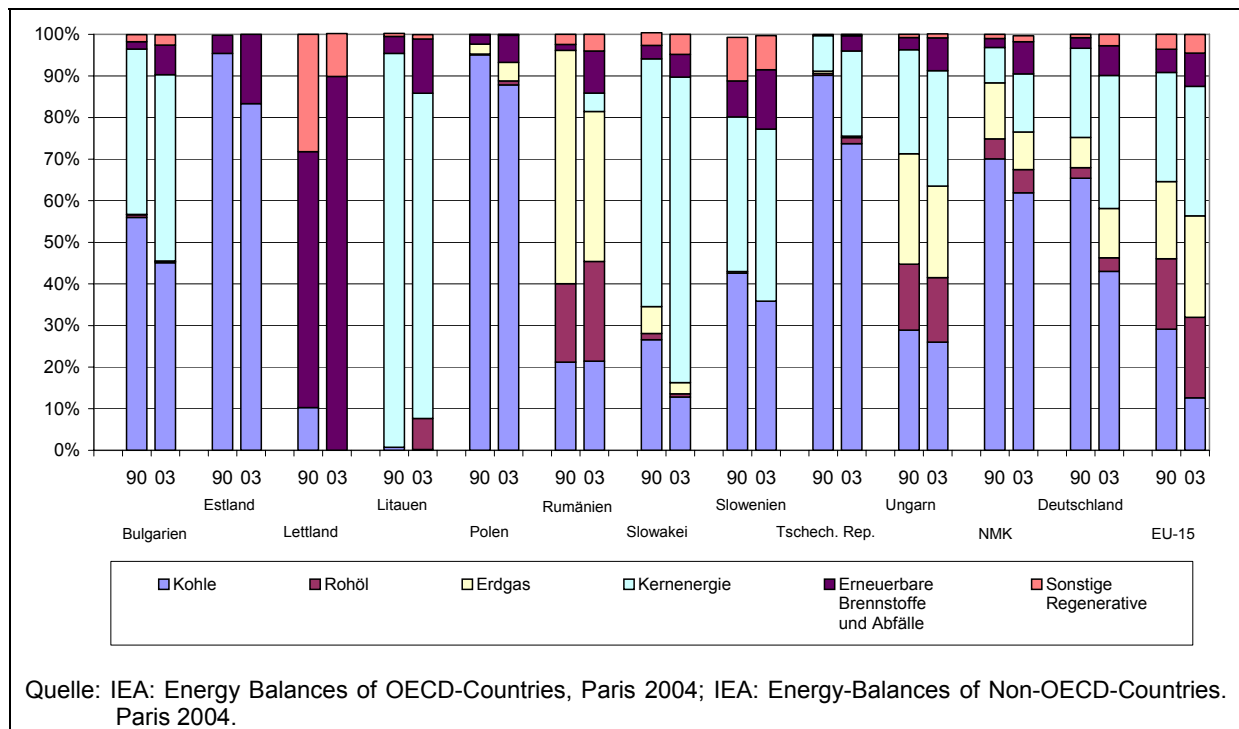
Die Struktur der Energieproduktion nach Energieträgern unterscheidet sich zwischen den NMK einerseits, Deutschland bzw. der EU-15 andererseits vor allem durch den höheren Kohlen- und geringeren Kernenergieanteil. Gegenüber Deutschland war der Kohlenanteil in den NMK 2003 um 19 Prozentpunkte, gegenüber der EU-15 sogar um 49 Prozentpunkte höher; dafür lag ihr Kernenergieanteil um 18 bzw. 17 Prozentpunkte niedriger. Der Anteil der Ölgewinnung an der gesamten Energiegewinnung war in den NMK mit knapp 6 % gegenüber Deutschland zwar um über 2 Prozentpunkte höher, aber immerhin 14 Prozentpunkte niedriger als im Durchschnitt der EU-15.

Tabelle 2–12

Struktur der Energiegewinnung nach Energieträgern in %

	Kohlen ²	Rohöl	Erdgas	Kernenergie	Erneuerbare Brennstoffe und Abfälle	Sonstige Regenerative	Insgesamt
	1990						
Bulgarien	56,0	0,6	0,1	39,8	1,8	1,7	100,0
Estland ¹	95,4	0,0	0,0	0,0	4,4	0,0	100,0
Lettland ¹	10,3	0,0	0,0	0,0	61,5	28,2	100,0
Litauen ¹	0,7	0,0	0,0	94,7	4,1	0,7	100,0
Polen	95,1	0,2	2,4	0,0	2,2	0,1	100,0
Rumänien	21,2	18,9	56,1	0,0	1,5	2,4	100,0
Slowakei	26,6	1,5	6,5	59,6	3,2	3,0	100,0
Slowenien ¹	42,6	0,0	0,4	37,2	8,7	10,5	100,0
Tschechische Republik	90,2	0,5	0,5	8,5	0,0	0,3	100,0
Ungarn	28,9	15,8	26,6	25,0	2,9	0,8	100,0
Summe	70,1	4,8	13,5	8,5	2,1	1,0	100,0
Deutschland	65,4	2,5	7,3	21,4	2,6	0,8	100,0
EU-15	29,1	16,9	18,6	26,2	5,5	3,6	100,0
	2003						
Bulgarien	45,1	0,3	0,1	44,8	7,1	2,5	100,0
Estland	83,3	0,0	0,0	0,0	16,7	0,0	100,0
Lettland	0,0	0,0	0,0	0,0	89,9	10,3	100,0
Litauen	0,2	7,5	0,0	78,2	13,0	1,1	100,0
Polen	87,8	1,0	4,5	0,0	6,5	0,2	100,0
Rumänien	21,4	24,0	36,1	4,4	10,1	4,0	100,0
Slowakei	12,8	0,8	2,7	73,4	5,5	4,8	100,0
Slowenien	35,9	0,0	0,0	41,3	14,3	8,2	100,0
Tschechische Republik	73,7	1,4	0,4	20,4	3,7	0,4	100,0
Ungarn	26,0	15,5	22,0	27,8	7,9	1,0	100,0
Summe	61,9	5,6	9,1	13,9	7,7	1,4	100,0
Deutschland	43,0	3,3	11,8	32,0	7,2	2,7	100,0
EU-15	12,6	19,4	24,3	31,1	8,0	4,5	100,0
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer. Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy-Balances of Non-OECD-Countries. Paris 2004.							

Abbildung 2-7

Struktur der Energiegewinnung nach Energieträgern in %

Von 1990 bis 2003 ist die Energiegewinnung in den NMK insgesamt um 16 % zurückgegangen, das waren 11 Prozentpunkte weniger als in Deutschland. Am stärksten ist die Erdgasgewinnung gesunken, und zwar um 44 %. Demgegenüber ist in Westeuropa die Gewinnung von Erdgas im gleichen Zeitraum deutlich gestiegen. Die Kohलगewinnung in den NMK-Ländern ging um 26 % zurück, das war deutlich weniger als in Deutschland und Westeuropa. Die Nutzung der Kernenergie hat hingegen um etwa ein Drittel, und damit stärker als in Deutschland und in der EU-15, zugenommen. Die Nutzung von Biomasse und von Abfällen wurde in den NMK-Ländern deutlich stärker als in Deutschland und in Westeuropa gesteigert, bei der Nutzung sonstiger regenerativer Energien (vor allem der Windkraft) war es umgekehrt.

Tabelle 2–13

Energiegewinnung nach Energieträgern im Jahr 2003 (1990 = 100)

	Kohlen ²	Rohöl	Erdgas	Kernenergie	Erneuerbare Brennstoffe und Abfälle	Sonstige Regenerative	Insgesamt
Bulgarien	84,6	50,0	100,0	118,3	42,4		105,0
Estland ¹	77,6				338,9		88,8
Lettland ¹					370,8		253,8
Litauen ¹	33,3			104,6	400,0		126,6
Polen	75,0	458,8	151,7		235,4		81,1
Rumänien	71,7	90,0	45,5		488,3		70,9
Slowakei	58,6	62,5	50,0	149,7	205,9		121,4
Slowenien ¹	100,0			132,0	195,8		118,8
Tschech. Rep.	70,1	261,1	65,0	205,5			85,7
Ungarn	65,5	70,9	60,1	80,7	195,2	90,9	72,6
Summe	73,8	98,1	56,1	136,4	304,1	120,1	83,6
Deutschland	47,5	93,6	117,7	108,0	201,3	239,2	72,3
EU-15	45,6	120,2	138,0	124,7	152,1	130,8	105,1

¹ Basisjahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer.
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy-Balances of Non-OECD-Countries. Paris 2004.

2.2.4 Außenhandel mit Energieträgern

Alle NMK importieren 2003 insgesamt mehr Energieträger als sie exportieren. Im Jahr 2003 entsprachen ihre Nettoimporte mit insgesamt 84 Mtoe knapp 40 % der deutschen und etwa einem Zehntel der Nettoimporte der EU-15. Im Vergleich zu 1990 waren die Nettoimporte insgesamt deutlich zurückgegangen, in einigen Ländern – so in Polen, Slowenien, der Tschechischen Republik und Ungarn – sind sie allerdings gestiegen.

Die NMK importierten im Jahr 2003 bei weitem mehr Erdöl und Erdgas als sie exportierten, Kohlen wurden netto exportiert. Ihre Außenhandelsposition bei diesen Energieträgern hat sich damit gegenüber 1990 nicht grundlegend verändert. Der Saldo des Stromhandels hat demgegenüber sein Vorzeichen verändert. Während die NMK-Länder im Jahr 1990 noch einen Importüberschuss hatten, wurden im Jahr 2003 netto knapp 3 Mtoe Elektrizität exportiert. Das war zwar weniger als die Hälfte des Außenhandelsüberschusses bei Kohlen; werden die Energieverluste in der Stromerzeugung berücksichtigt, dann dürfte 2003 in Form von Strom eher mehr Primärenergie exportiert worden sein als in Form von Kohlen.

Während kein einziges der betrachteten Länder in der Lage war, seinen Öl- und Erdgasbedarf selbst vollständig zu decken, konnten zwei Länder – nämlich die Tschechische Republik und Polen – Kohlen netto exportieren. In beiden Ländern fielen die Exportüberschüsse allerdings für 2003 geringer aus als für 1990.

Abgesehen von Lettland und Ungarn exportierten 2003 alle untersuchten NMK mehr Strom als sie importierten. Der größte Stromexporteur dieser Ländergruppe war 2003 die Tschechische Republik, deren Außenhandel mit Strom 1990 noch in etwa ausgeglichen war. Nach der Tschechischen Republik waren Polen und Litauen die größten Stromexporteure, Ungarn importierte sowohl 1990 als auch 2003 am meisten Strom.

Tabelle 2–14

Nettoimporte von Energieträgern in Mtoe

	Kohlen	Öl	Erdgas	Elektrizität	Insgesamt
	1990				
Bulgarien	3,81	8,63	5,43	0,33	18,19
Estland ¹	0,00	1,33	0,72	-0,28	2,31
Lettland ¹	0,00	2,69	2,13	0,35	5,47
Litauen ¹	0,00	3,94	2,88	-0,46	7,01
Polen	-18,91	14,32	6,78	-0,09	2,10
Rumänien	4,51	10,59	5,93	0,82	21,84
Slowakei	6,00	4,72	5,35	0,45	16,53
Slowenien ¹	0,07	1,62	0,60	-0,16	2,17
Tschechische Republik	-5,69	8,60	4,78	-0,06	7,63
Ungarn	1,63	6,43	5,17	0,96	14,16
Summe	-8,58	62,87	39,77	1,86	97,41
Deutschland	3,34	122,70	41,74	0,08	167,85
EU-15	88,03	461,38	92,34	2,35	644,23
	2003				
Bulgarien	2,75	4,65	2,36	-0,47	9,27
Estland	0,00	0,83	0,68	-0,16	1,46
Lettland	0,00	1,48	1,41	0,23	2,68
Litauen	0,00	2,05	2,38	-0,65	3,95
Polen	-13,28	20,37	7,50	-0,87	13,71
Rumänien	2,40	3,25	4,24	-0,18	9,70
Slowakei	3,66	3,05	5,50	-0,19	12,00
Slowenien	0,33	2,52	0,90	0,01	3,77
Tschechische Republik	-3,61	8,42	7,70	-1,39	11,07
Ungarn	1,00	4,81	9,94	0,60	16,35
Summe	-6,75	51,43	42,61	-3,07	83,96
Deutschland	25,13	126,30	62,42	-0,04	213,81
EU-15	122,51	506,60	180,19	3,08	813,27
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992.					
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004. IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.					

2.2.5 Primärenergieverbrauch nach Energieträgern

In den NMK lag der Primärenergieverbrauch (PEV) im Jahr 2003 mit insgesamt 255 Mtoe um etwa 26 % unter dem entsprechenden Wert für Deutschland. Allein auf Polen entfiel über ein Drittel des Primärenergieverbrauchs dieser Ländergruppe.

Tabelle 2–15

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in Mtoe

	Kohlen ²	Öl	Erdgas	Kernenergie	Wasserkraft	Insgesamt
	1990					
Bulgarien	9,24	9,70	5,39	3,82	0,16	28,82
Estland ¹	4,38	1,27	0,72	0,00	0,00	6,27
Lettland ¹	0,38	2,81	1,72	0,00	0,00	5,96
Litauen ¹	0,48	4,01	2,88	3,91	0,00	11,01
Polen	75,41	13,23	8,94	0,00	0,12	99,85
Rumänien	12,93	18,25	28,83	0,00	0,98	62,40
Slowakei	7,72	4,71	5,09	3,14	0,16	21,43
Slowenien	1,32	1,63	0,62	1,03	0,00	5,01
Tschechische Republik	29,84	9,94	5,26	3,28	0,12	47,38
Ungarn	6,12	8,51	8,91	3,58	0,02	28,55
Summe	147,82	74,06	68,36	18,76	1,56	316,68
Deutschland	128,53	126,47	54,99	39,84	1,99	356,22
EU-15	299,12	549,05	223,27	187,79	24,12	1327,35
	2003					
Bulgarien	7,39	4,60	2,50	4,52	0,25	19,51
Estland	3,15	0,73	0,68	0,00	0,00	4,91
Lettland	0,07	1,27	1,35	0,00	0,20	4,38
Litauen	0,19	2,19	2,38	4,09	0,03	8,93
Polen	57,62	20,24	11,26	0,00	0,14	93,67
Rumänien	8,77	10,32	14,73	1,28	1,14	39,01
Slowakei	4,56	3,13	5,67	4,70	0,30	18,52
Slowenien	1,51	2,49	0,91	1,36	0,27	7,02
Tschechische Republik	20,87	8,77	7,84	6,74	0,12	44,12
Ungarn	3,75	6,30	11,86	2,89	0,01	26,34
Summe	107,88	60,04	59,18	25,58	2,46	266,41
Deutschland	85,13	126,51	79,19	43,02	1,66	347,12
EU-15	222,75	604,31	366,05	234,09	23,83	1525,52
Abweichungen zwischen Summen- und Einzelwerten sind durch hier nicht ausgewiesene sonstige Energieträger und den Stromhandel bedingt.						
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer.						
Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.						

Wird die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern in den NMK und in der EU-15 in 1990 und 2003 verglichen, so wird eine gewisse Annäherung der Strukturen deutlich. In den NMK hat vor allem der überaus hohe Kohlenanteil um 6 Prozentpunkte auf etwa 41 % abgenommen, das waren aber immer noch 16 Prozentpunkte mehr als in Deutschland und 26 Prozentpunkte mehr als in der EU-15. Der Anteil von Öl und Erdgas hat sich in den NMK in der genannten Zeitspanne nur wenig verändert, der Ölanteil ist damit im Vergleich zu Deutschland und der EU-15 nach wie vor niedrig. Den im Vergleich zu 1990 etwas ver-

minderten Anteilen von Kohlen standen erhöhte Anteile von Kernenergie und regenerativen Energien gegenüber. Der Anteil der Kernenergie hat sich bis 2003 mit 9,6 % bis auf 2,8 Prozentpunkte an den Stand in Deutschland angenähert, 1990 war der Abstand noch etwa doppelt so groß.

Tabelle 2–16

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %

	Kohlen ²	Öl	Erdgas	Kernenergie	Wasserkraft	Insgesamt
	1990					
Bulgarien	32,1	33,7	18,7	13,3	0,6	100,0
Estland ¹	69,8	20,3	11,5	0,0	0,0	100,0
Lettland ¹	6,4	47,1	28,9	0,0	0,0	100,0
Litauen ¹	4,4	36,4	26,2	35,5	0,0	100,0
Polen	75,5	13,2	9,0	0,0	0,1	100,0
Rumänien	20,7	29,2	46,2	0,0	1,6	100,0
Slowakei	36,0	22,0	23,8	14,7	0,7	100,0
Slowenien	26,4	32,5	12,4	20,6	0,0	100,0
Tschechische Republik	63,0	21,0	11,1	6,9	0,3	100,0
Ungarn	21,4	29,8	31,2	12,5	0,1	100,0
Summe	46,7	23,4	21,6	5,9	0,5	100,0
Deutschland	36,1	35,5	15,4	11,2	0,6	100,0
EU-15	22,5	41,4	16,8	14,1	1,8	100,0
	2003					
Bulgarien	37,9	23,6	12,8	23,2	1,3	100,0
Estland	64,1	14,9	13,8	0,0	0,0	100,0
Lettland	1,5	29,0	30,8	0,0	4,6	100,0
Litauen	2,1	24,5	26,7	45,8	0,3	100,0
Polen	61,5	21,6	12,0	0,0	0,1	100,0
Rumänien	22,5	26,5	37,8	3,3	2,9	100,0
Slowakei	24,6	16,9	30,6	25,4	1,6	100,0
Slowenien	21,6	35,5	13,0	19,4	3,8	100,0
Tschechische Republik	47,3	19,9	17,8	15,3	0,3	100,0
Ungarn	14,2	23,9	45,0	11,0	0,0	100,0
Summe	40,5	22,5	22,2	9,6	0,9	100,0
Deutschland	24,5	36,4	22,8	12,4	0,5	100,0
EU-15	14,6	39,6	24,0	15,3	1,6	100,0

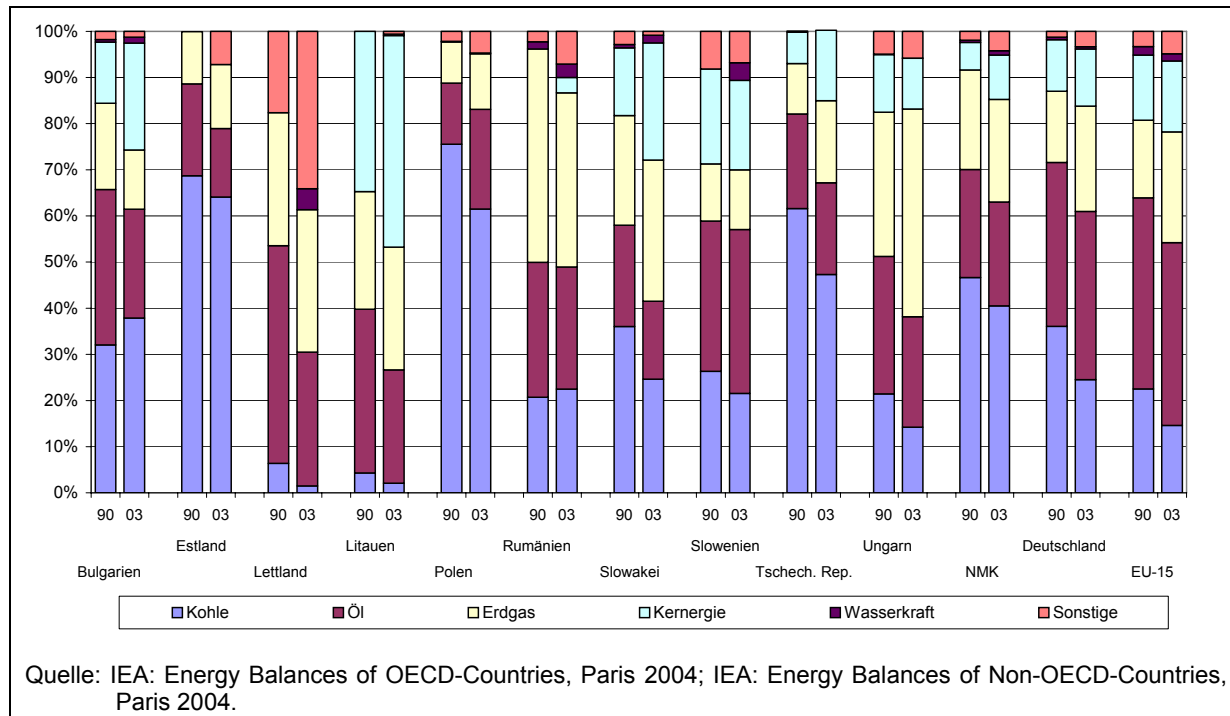
Abweichungen zwischen Summen- und Einzelwerten sind durch hier nicht ausgewiesene sonstige Energieträger und den Stromhandel bedingt.

¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer.

Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.

Abbildung 2-8

Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in %



Der Primärenergieverbrauch in den NMK lag im Jahr 2003 etwa 16 % unter dem Stand des Jahres 1990. Die Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien sowie die baltischen Staaten verzeichneten stärkere, Polen, Ungarn, die Tschechische Republik und die Slowakei geringere Rückgänge. Das einzige NMK-Land, dessen Primärenergieverbrauch in 2003 größer war als im Jahr 1990, war Slowenien.

Tabelle 2–17

Primärenergieverbrauch im Jahr 2003 (1990 = 100)

	Kohlen ²	Öl	Erdgas	Kernenergie	Wasserkraft	Insgesamt
Bulgarien	80,0	47,4	46,4	118,3	156,3	67,7
Estland ¹	71,9	57,5	94,4			78,3
Lettland ¹	17,4	45,2	78,5			73,5
Litauen ¹	38,8	54,6	82,6	104,6		81,1
Polen	76,4	153,0	126,0		116,7	93,8
Rumänien	67,8	56,5	51,1		116,3	62,5
Slowakei	59,1	66,5	111,4	149,7	187,5	86,4
Slowenien ¹	114,6	152,8	146,8	132,0		140,1
Tschechische Republik	69,9	88,2	149,0	205,5	100,0	93,1
Ungarn	61,3	74,0	133,1	80,7	50,0	92,3
Summe	73,0	81,1	86,6	136,4	157,7	84,1
Deutschland	66,2	100,0	144,0	108,0	83,4	97,4
EU-15	74,5	110,1	163,9	124,7	98,8	114,9

¹ Basisjahr 1992. – ² Angaben für Estland einschließlich Ölschiefer.

Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.

2.3 Entwicklung der Stromversorgung

Das Wichtigste in Kürze

In den NMK wurde im Jahr 2002 insgesamt etwas mehr Strom verbraucht als im Jahr 1990. Die Entwicklung in den einzelnen Ländern war allerdings sehr unterschiedlich. Die sektorale Struktur des Stromverbrauchs in den NMK hat sich von 1990 bis 2002 deutlich der Struktur in der EU-15 und in Deutschland angenähert. Ein markanter Unterschied besteht allerdings nach wie vor in dem sehr hohen Anteil der Netzverluste am Stromverbrauch.

Von 1990 bis 2002 ist die Stromerzeugung der NMK entgegen dem Verbrauchstrend gestiegen, daher übertraf die Stromerzeugung den Verbrauch dieser Ländergruppe zuletzt deutlich. Die Struktur der Kraftwerkskapazitäten und der Stromerzeugung nach Energieträgern hat sich in den NMK seit 1990 nicht grundlegend verändert. Erdgas und Kernenergie hatten in 2002 einen etwas geringeren Anteil an der Stromerzeugung als in Deutschland, die Anteile der Kohlen und der Wasserkraft waren größer.

In den NMK lag die Höchstlast im Jahr 2002 niedriger als im Jahr 1990, die Engpassleistung der Kraftwerke wurde demgegenüber gesteigert und ihre Auslastung ist gesunken. Wegen der im Vergleich zum inländischen Bedarf großen Kapazitäten ist der Saldo der grenzüberschreitenden Stromflüsse der NMK mit Ausnahme von Ungarn positiv. Die größten Exportüberschüsse verzeichneten zuletzt die Tschechische Republik und Polen.

2.3.1 Stromverbrauch

Zur detaillierten Darstellung der Stromverbrauchsentwicklung in den NMK sind die entsprechenden IEA-Statistiken im Hinblick auf die erfassten Länder und die sektorale Detaillierung unzureichend. Im Folgenden wird daher auf die Daten von Eurelectric zurückgegriffen.⁶

Der Nettoverbrauch von Strom (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) in den NMK machte im Jahr 2002 mit insgesamt 315 TWh knapp zwei Drittel des Stromverbrauchs in Deutschland aus, bei Haushalten und Dienstleistungen war der Abstand noch größer. Die Netzverluste in den NMK lagen mit 43 TWh etwa zwei Drittel über denen in Deutschland. Während im Jahr 2002 der Stromverbrauch noch unter dem Stand von 1990 lag, waren die Netzverluste auf 12 % des Brutto- bzw. knapp 14 % des Nettostromverbrauchs gestiegen. Hierzu dürfte die mit dem reduzierten Verbrauch verschlechterte Auslastung der Stromnetze beigetragen haben.

Mehr Strom als in Deutschland wurde in den NMK in der Landwirtschaft und im Verkehrssektor verbraucht. In der Landwirtschaft trägt dazu das dort immer noch höhere Beschäftigungs- und Aktivitätsniveau bei, im Verkehrssektor vor allem der im Vergleich zu Deutschland und zur EU-15 deutlich höhere Anteil des Schienenverkehrs an der Transportleistung.⁷ Der Stromverbrauch der Landwirtschaft hat in den NMK seit 1990 deutlich abgenommen; weniger stark auch in der Industrie.

⁶ Eurelectric, EURPROG 2004 report.

⁷ Im Jahr 2002 hatte der Schienenverkehr nach Angaben der EU am Güterverkehr einen Anteil von 33 % in Polen, 26 % in der Tschechischen Republik, 69 % in Estland, 55 % in Lettland und 39 % in Litauen. Für Deutschland wird demgegenüber 14,5 % angegeben.

Tabelle 2–18

Stromverbrauch in TWh

	Nettoverbrauch ⁴						Netz- verluste	Stromver- brauch Insgesamt
	Land- wirtschaft	Industrie	Verkehr	Dienst- leistungen	Haushalte	Summe		
	1990							
Bulgarien	1,0	20,3	1,3	3,8	10,5	36,9	4,3	41,2
Estland	2,0	3,5	0,8	0,2	0,9	7,3	1,1	8,4
Lettland	1,7	3,8	0,4	1,7	1,2	8,8	1,2	10,0
Litauen	2,7	6,2	0,2	1,9	1,8	12,8	1,5	14,3
Polen	8,1	56,0	5,3	18,0	20,6	108,0	11,4	119,4
Rumänien	3,2	46,0	2,6	3,2	5,3	60,3	5,9	66,2
Slowakische Republik	1,3	15,2	1,1	3,7	3,8	25,1	1,8	26,9
Slowenien	0,3	2,6	3,2	0,3	2,2	8,6	0,6	9,2
Tschechische Republik						53,0	4,0	57,0
Ungarn	1,6	17,8	1,4	5,4	8,7	34,9	4,1	39,2
Summe ¹	21,9	171,4	16,3	38,2	55,0	355,7	31,9	334,8
Deutschland	7,2	199,0	11,0	81,0	100,0	398,0	17,0	415,2
EU-15			41,8	382,9	496,6	2079,2	131,2	1949,8
	2002							
Bulgarien	0,2	14,6	0,4	1,6	9,3	26,1	5,9	32,8
Estland	0,2	2,2	1,6	0,1	1,6	5,7	1,3	6,9
Lettland	0,1	1,8	0,1	1,7	1,3	5,1	1,0	6,1
Litauen	0,1	3,0	0,1	2,6	1,8	7,6	1,4	9,0
Polen	4,4	50,0	4,7	27,2	21,7	108,0	14,1	121,1
Rumänien	0,4	25,4	1,9	5,1	7,8	40,6	6,9	47,5
Slowakei	0,9	11,9	1,0	4,9	5,3	24,0	2,1	26,1
Slowenien ²	0,5	3,5	4,2	0,5	2,9	11,6	0,7	12,3
Tschechische Republik	1,2	25,9	2,6	9,9	14,1	53,7	4,8	58,5
Ungarn ³	1,0	13,0	1,9	6,2	11,1	32,2	4,7	36,9
Summe	9,0	151,3	18,5	59,8	76,9	314,6	42,9	357,2
Deutschland	8,0	240,8	16,0	112,0	136,5	513,3	25,7	539,0
EU-15		1056,6	61,7	565,5	656,6	2392,0	165,1	2555,5
Abweichungen in den Summenwerten bedingt durch Ausgangsdaten.								
¹ Sektorensummen ohne Tschechische Republik. – ² Angaben für 2002 gelten für das Jahr 2000. – ³ Angaben für 2002 gelten für das Jahr 2001. – ⁴ Ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke und Pumpstrom.								
Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.								

Tabelle 2–19
Stromverbrauch in %

	Nettoverbrauch ⁴						Netz- verluste	Stromver- brauch Insgesamt
	Land- wirtschaft	Industrie	Verkehr	Dienst- leistungen	Haushalte	Summe		
	1990							
Bulgarien	2,4	49,3	3,2	9,2	25,5	89,6	10,4	100,0
Estland	23,8	41,7	9,5	2,4	10,7	86,9	13,1	100,0
Lettland	17,0	38,0	4,0	17,0	12,0	88,0	12,0	100,0
Litauen	18,9	43,4	1,4	13,3	12,6	89,5	10,5	100,0
Polen	6,8	46,9	4,4	15,1	17,3	90,5	9,5	100,0
Rumänien	4,8	69,5	3,9	4,8	8,0	91,1	8,9	100,0
Slowakische Republik	4,8	56,5	4,1	13,8	14,1	93,3	6,7	100,0
Slowenien	3,3	28,3	34,8	3,3	23,9	93,5	6,5	100,0
Tschechische Republik						93,0	7,0	100,0
Ungarn	4,1	45,4	3,6	13,8	22,2	89,0	10,5	100,0
Summe ¹	6,5	51,2	4,9	11,4	16,4	90,4	9,5	100,0
Deutschland	1,7	47,9	2,6	19,5	24,1	95,9	4,1	100,0
EU-15	0,0	0,0	2,1	19,6	25,5	106,6	6,7	100,0
	2002							
Bulgarien	0,6	44,5	1,2	4,9	28,4	79,6	18,0	100,0
Estland	2,9	31,9	23,2	1,4	23,2	82,6	18,8	100,0
Lettland	1,6	29,5	1,6	27,9	21,3	83,6	16,4	100,0
Litauen	1,1	33,3	1,1	28,9	20,0	84,4	15,6	100,0
Polen	3,6	41,3	3,9	22,5	17,9	89,2	11,6	100,0
Rumänien	0,8	53,5	4,0	10,7	16,4	85,5	14,5	100,0
Slowakei	3,4	45,6	3,8	18,8	20,3	92,0	8,0	100,0
Slowenien ²	4,1	28,5	34,1	4,1	23,6	94,3	5,7	100,0
Tschechische Republik	2,1	44,3	4,4	16,9	24,1	91,8	8,2	100,0
Ungarn ³	2,7	35,2	5,1	16,8	30,1	87,3	12,7	100,0
Summe	2,5	42,4	5,2	16,7	21,5	88,1	12,0	100,0
Deutschland	1,5	44,7	3,0	20,8	25,3	95,2	4,8	100,0
EU-15	0,0	41,3	2,4	22,1	25,7	93,6	6,5	100,0

Abweichungen in den Summenwerten bedingt durch Ausgangsdaten.
¹ Sektorensummen ohne Tschechische Republik. – ² Angaben für 2002 gelten für das Jahr 2000. – ³ Angaben für 2002 gelten für das Jahr 2001. – ⁴ Ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke und Pumpstrom.
Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

Die sektorale Struktur des Stromverbrauchs in den NMK hat sich von 1990 bis 2002 deutlich der Struktur in der EU-15 und in Deutschland angenähert. Ein markanter Unterschied besteht allerdings nach wie vor in dem sehr hohen Anteil der Netzverluste am Stromverbrauch. Sie betrugen im Jahr 1990 über 9 %, im Jahr 2002 sogar knapp 13 %. Nahezu die Hälfte des Nettostromverbrauches entfiel sowohl in den NMK als auch in Deutschland und der EU-15 auf die Industrie. Die Sektoren „Dienstleistungen“ und „Haushalte“ verzeichneten in den NMK von 1990 bis 2002 besonders kräftige Anteilsgewinne; trotzdem war ihr Anteil 2002 noch etwas geringer als in Deutschland und in der EU-15.

In den NMK wurde im Jahr 2002 knapp 12 % weniger Strom (ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke, ohne Netzverluste) verbraucht als 1990, während der Verbrauch in Deutschland im gleichen Zeitraum um 30 % und in der EU-15 um 15 % gestiegen war. Der Stromverbrauch in der Landwirtschaft brach kräftig ein (besonders in den baltischen Staaten), in der Industrie ging er um 12 % zurück. In den Dienstleistungssektoren und im Haushaltsbereich expandierte der Verbrauch kräftig. Der Stromverbrauch im Verkehrssektor nahm zu, allerdings weniger stark als in Deutschland und der EU-15.

Der Stromverbrauch in den einzelnen NMK hat sich seit 1990 sehr unterschiedlich entwickelt. In den baltischen Staaten Lettland und Litauen ging er über 40 % zurück, in den beiden Kandidatenländern Bulgarien und Rumänien um 29 bis 33 %. Demgegenüber hatten Polen und die Tschechische Republik 2002 in etwa wieder den Stand des Ausgangsjahrs erreicht. In Slowenien nahm der Stromverbrauch sogar um ein Drittel zu. Während in Deutschland und in der EU-15 der Bruttostromverbrauch in dem betrachteten Zeitraum etwas stärker anstieg als das Bruttoinlandsprodukt war es in den neuen Mitgliedsländern – abgesehen von Slowenien – umgekehrt.

Tabelle 2–20

Stromverbrauch im Jahr 2002 (1990 = 100)

	Nettoverbrauch ³						Netzverluste	Stromverbrauch insgesamt	Zum Vergleich: BIP
	Landwirtschaft	Industrie	Verkehr	Dienstleistungen	Haushalte	Summe			
Bulgarien	20,0	71,9	30,8	42,1	88,6	70,7	137,2	79,6	91,3
Estland	10,0	62,9	200,0	50,0	177,8	78,1	118,2	82,1	83,1
Lettland	5,9	47,4	25,0	100,0	108,3	58,0	83,3	61,0	71,7
Litauen	3,7	48,4	50,0	136,8	100,0	59,4	93,3	62,9	91,9
Polen	54,3	89,3	88,7	151,1	105,3	100,0	123,7	101,4	146,5
Rumänien	12,5	55,2	73,1	159,4	147,2	67,3	116,9	71,8	91,1
Slowak. Rep.	69,2	78,3	90,9	132,4	139,5	95,6	116,7	97,0	118,5
Slowenien ¹	166,7	134,6	131,3	166,7	131,8	134,9	116,7	133,7	127,5
Tschech. Rep.						101,3	120,0	102,6	106,4
Ungarn ²	62,5	73,0	135,7	114,8	127,6	92,3	114,6	94,1	116,1
Summe	41,1	88,3	113,5	156,5	139,8	88,4	119,5	91,2	119,1
Deutschland	111,1	121,0	145,5	138,3	136,5	129,0	151,2	129,8	122,2
EU-15			147,6	147,7	132,2	115,0	125,8	131,1	126,9

¹ Angaben unter 2002 sind Daten für das Jahr 2000. ² Angaben unter 2002 sind Daten für das Jahr 2001. ³ Ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke und Pumpstrom.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

2.3.2 Stromerzeugung

In den NMK wurden im Jahr 2002 402 TWh (netto, d.h. ohne Eigenverbrauch der Kraftwerke) Strom erzeugt, das entsprach etwa 74 % der Erzeugung in Deutschland und etwa 16 % der Stromerzeugung in der EU-15. Die wichtigste Primärenergiequelle für die Stromerzeugung war in diesen Ländern die Braunkohle (122 TWh), gefolgt von der Steinkohle (103 TWh) und der Kernenergie (89 TWh). Auf Polen entfiel 2002 mit 133 TWh ein Drittel der gesamten Stromerzeugung der NMK; es war damit der mit Abstand größte Produzent. An zweiter Stelle folgte mit 70 TWh die Tschechische Republik, Rumänien erzeugte noch 50 TWh.

In den einzelnen Ländern war die Primärenergiebasis der Stromerzeugung unterschiedlich. Während in Polen Steinkohle die wichtigste Energiequelle für die Stromerzeugung darstellt, wird diese Rolle in der Tschechischen Republik von der Braunkohle, in Estland von Ölschiefer und in Rumänien von der Wasserkraft (knapp vor Öl) eingenommen. Die Kernenergie spielte 2002 in den NMK im Vergleich zu Deutschland und zur EU-15 eine geringe Rolle. Der hohe Ölanteil in der Stromerzeugung in den NMK ist vor allem auf den hohen Öleinsatz in Estland (einschließlich Ölschiefer) und Rumänien zurückzuführen. Er erscheint zwar im Vergleich zu Deutschland als sehr hoch; nicht aber im Vergleich zur EU-15.⁸ Die Stromerzeugung aus Wasserkraft lag im Jahr 2002 mit insgesamt 37 TWh etwa ein Drittel über der entsprechenden Produktion in Deutschland, im Vergleich zur EU-15 wird sie aber insgesamt unterdurchschnittlich stark genutzt. Sonstige regenerative Energieträger waren für die Stromerzeugung in den NMK von untergeordneter Bedeutung.

⁸ Dort setzt vor allem Italien in großem Umfang Heizöl zur Stromerzeugung ein.

Tabelle 2–21

Nettostromerzeugung nach Energieträgern – in TWh

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Sonstige	Insgesamt
	1990							
Bulgarien	13,5	6,8	11,2	2,1	2,0	1,8	0,1	37,5
Estland								
Lettland				0,1	1,8	4,5	0,0	6,4
Litauen	15,7			4,7	5,5	0,4	0,0	26,3
Polen		71,2	48,2	0,4		3,3	0,0	123,1
Rumänien		4,1	14,6	20,5	6,8	10,7	0,0	56,7
Slowakische Republik	11,2	3,6	2,5	0,6	2,1	2,5	0,0	22,5
Slowenien	4,4	3,9		0,1		2,8	0,0	11,2
Tschechische Republik ¹	11,8	5,6	38,0	0,4	0,9	1,4	0,0	58,1
Ungarn	13,7		8,0	1,0	5,0	0,2	0,2	28,1
Summe ²	70,3	95,2	122,5	29,9	24,1	27,6	0,3	369,9
Deutschland	139,0	129,0	75,0	9,0	34,0	21,0	11,0	418,0
EU-15	674,4	540,3	117,4	166,1		274,5	180,0	1952,7
	2002							
Bulgarien	18,8	2,6	12,0	1,0	1,5	2,7	0,0	38,6
Estland ³				10,5	2,0		0,0	12,5
Lettland				0,1	1,1	2,4	0,1	3,7
Litauen	12,9			0,7	1,7	0,8	0,0	16,1
Polen		80,9	45,2		2,5	3,9	0,1	132,6
Rumänien	5,1	4,7	15,2	7,2	2,4	15,8	0,0	50,4
Slowakische Republik	16,6	2,9	2,3	0,4	3,1	5,3	0,0	30,6
Slowenien ⁴	5,3	4,7				3,0	0,0	13,0
Tschechische Republik ⁵	17,6	6,8	39,9		3,3	2,8	0,0	70,4
Ungarn ⁶	13,1	0,1	7,5	2,1	10,7	0,2	0,0	33,7
Summe	89,4	102,7	122,1	22,0	28,3	36,9	0,2	401,6
Deutschland ⁷	156,3	124,0	145,2	3,8	59,8	27,5	28,0	544,6
EU-15	850,1	453,4	201,4	152,0	467,7	304,3	131,9	2560,8

¹ Einschließlich 0,7 TWh Stromerzeugung aus erzeugtem Gas, - ² Summe ohne Estland. - ³ Stromerzeugung auf Ölbasis einschließlich 10,4 TWh auf Basis von Ölschiefer, - ⁴ Werte für Steinkohle einschl. geringer Mengen von auf Basis von Erdgas erzeugtem Strom. - ⁵ Einschließlich 1,5 TWh aus erzeugtem Gas. - ⁶ Angaben zu Wärmekraftwerken nach IEA. - ⁷ Einschließlich 8,5 TWh auf Basis von erzeugtem Gas.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

Die Struktur der Stromerzeugung in den NMK hat sich seit 1990 nicht grundlegend verändert. Abgesehen von Erdgas hatten 2002 die fossilen Brennstoffe in den NMK einen etwas höheren Anteil an der Stromerzeugung als in Deutschland, der Anteil der Wasserkraft war deutlich größer, der Anteil der Kernenergie geringer. Im Vergleich zur EU-15 fällt vor allem der große Anteil der Braunkohlen auf.

Tabelle 2–22

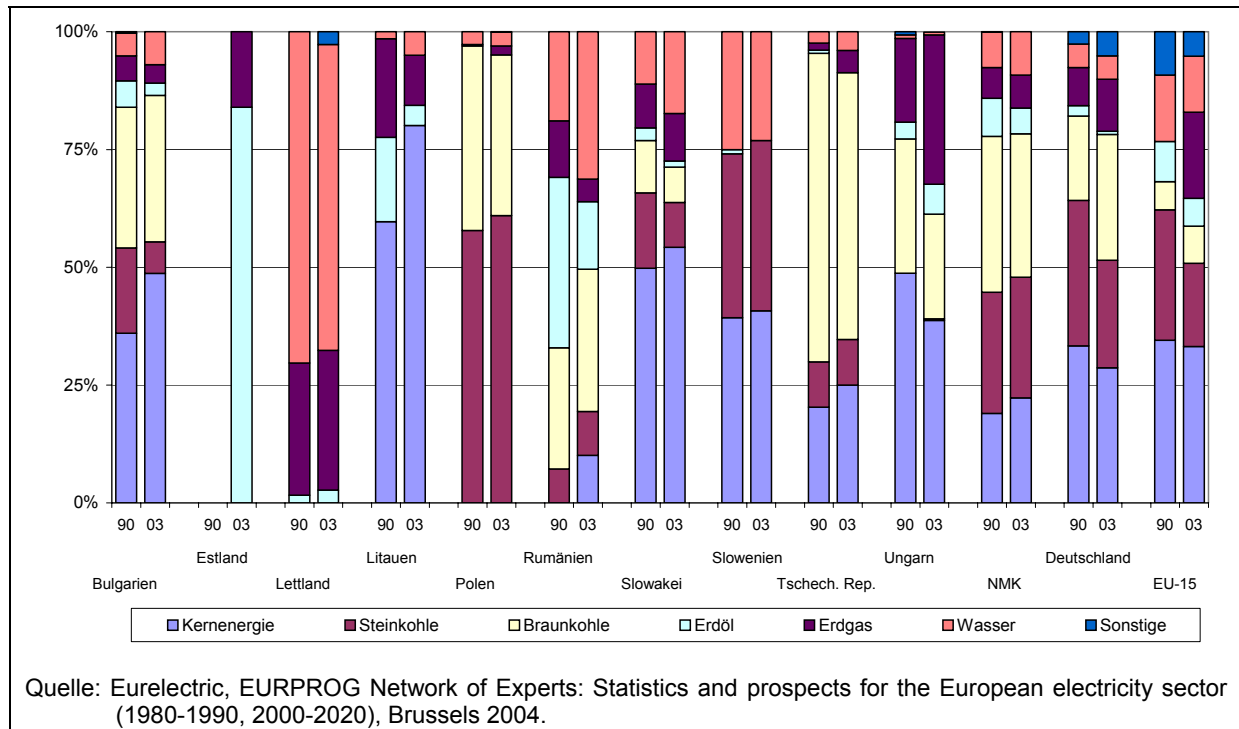
Nettostromerzeugung nach Energieträgern in %

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Sonstige	Insgesamt
	1990							
Bulgarien	36,0	18,1	29,9	5,6	5,3	4,8	0,3	100,0
Estland								
Lettland		0,0	0,0	1,6	28,1	70,3	0,0	100,0
Litauen	59,7	0,0	0,0	17,9	20,9	1,5	0,0	100,0
Polen	0,0	57,8	39,2	0,3	0,0	2,7	0,0	100,0
Rumänien	0,0	7,2	25,7	36,2	12,0	18,9	0,0	100,0
Slowakische Republik	49,8	16,0	11,1	2,7	9,3	11,1	0,0	100,0
Slowenien	39,3	34,8	0,0	0,9	0,0	25,0	0,0	100,0
Tschechische Republik ¹	20,3	9,6	65,4	0,7	1,5	2,4	0,0	100,0
Ungarn	48,8	0,0	28,5	3,6	17,8	0,7	0,7	100,0
Summe ²	19,0	25,7	33,1	8,1	6,5	7,5	0,1	100,0
Deutschland	33,3	30,9	17,9	2,2	8,1	5,0	2,6	100,0
EU-15	34,5	27,7	6,0	8,5	0,0	14,1	9,2	100,0
	2002							
Bulgarien	48,7	6,7	31,1	2,6	3,9	7,0	0,0	100,0
Estland ³				84,0	16,0	0,0	0,0	100,0
Lettland				2,7	29,7	64,9	2,7	100,0
Litauen	80,1			4,3	10,6	5,0	0,0	100,0
Polen	0,0	61,0	34,1	0,0	1,9	2,9	0,1	100,0
Rumänien	10,1	9,3	30,2	14,3	4,8	31,3	0,0	100,0
Slowakische Republik	54,2	9,5	7,5	1,3	10,1	17,3	0,0	100,0
Slowenien ⁴	40,8	36,2	0,0	0,0	0,0	23,1	0,0	100,0
Tschechische Republik ⁵	25,0	9,7	56,7	0,0	4,7	4,0	0,0	100,0
Ungarn ⁶	38,9	0,3	22,3	6,4	31,8	0,6	-0,1	100,0
Summe	22,3	25,6	30,4	5,5	7,0	9,2	0,0	100,0
Deutschland ⁷	28,7	22,8	26,7	0,7	11,0	5,0	5,1	100,0
EU-15	33,2	17,7	7,9	5,9	18,3	11,9	5,2	100,0

¹ Einschließlich 0,7 TWh Stromerzeugung aus erzeugtem Gas, - ² Summe ohne Estland. - ³ Stromerzeugung auf Ölbasis einschließlich 10,4 TWh auf Basis von Ölschiefer, - ⁴ Werte für Steinkohle einschl. geringer Mengen von auf Basis von Erdgas erzeugtem Strom. - ⁵ Einschließlich 1,5 TWh aus erzeugtem Gas. - ⁶ Angaben zu Wärmekraftwerken nach IEA. - ⁷ Einschließlich 8,5 TWh auf Basis von erzeugtem Gas.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

Abbildung 2-9

Nettostromerzeugung nach Energieträgern in %

Im Jahr 2002 war die Stromerzeugung in den NDK nur geringfügig größer als 1990; dies ist auf den vorübergehenden Einbruch der Wirtschaft dieser Länder Anfang der 90er Jahre zurückzuführen. In Deutschland und in der EU-15 ist die Stromerzeugung im gleichen Zeitraum um über 30 % gestiegen. Die Entwicklung war in den einzelnen Ländern sehr unterschiedlich. Während die Stromerzeugung in Lettland und Litauen um 42 bzw. 39 % sank, stieg sie in der Slowakischen Republik um 36 %, in der Tschechischen Republik um 21 % und in Ungarn um 19 % an.

Tabelle 2–23

Stromerzeugung im Jahr 2002 (1990 = 100)

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Insgesamt
Bulgarien	139,3	38,2	107,1	47,6	75,0	150,0	102,9
Estland							
Lettland				100,0	61,1	53,3	57,8
Litauen	82,2			14,9	30,9	200,0	61,2
Polen		113,6	93,8	0,0		118,2	107,7
Rumänien		114,6	104,1	35,1	35,3	147,7	88,9
Slowakische Republik	148,2	80,6	92,0	66,7	147,6	212,0	136,0
Slowenien	120,5	120,5		0,0		107,1	116,1
Tschechische Republik	149,2	121,4	105,0	0,0	366,7	200,0	121,2
Ungarn	95,6		93,8	214,0	214,0	100,0	119,9
Summe ¹	127,2	107,9	99,7	38,6	109,1	133,7	105,2
Deutschland	112,4	96,1	193,6	42,2	175,9	131,0	130,3
EU-15	126,1	83,9	171,6	91,5		110,9	131,1

¹ Ohne Estland.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004; Berechnungen des DIW Berlin.

2.3.3 Stromerzeugungskapazitäten

Die NMK verfügten im Jahr 2002 über Kraftwerke mit einer Netto-Leistung von insgesamt 102 GW, das waren etwa 22 GW weniger als die entsprechende Leistung in Deutschland und gut ein Sechstel der Kraftwerksleistung in der EU-15. Mehr als die Hälfte der gesamten Kraftwerkskapazität der NMK entfiel auf Polen, Rumänien und die Tschechische Republik. Mit 18 GW war die Leistung der Wasserkraftwerke etwa doppelt so groß wie in Deutschland. Die Kapazität der Braunkohlenkraftwerke übertraf mit über 25 GW die in Deutschland um etwa 5 GW, dafür war die installierte Leistung der Kernkraftwerke, vor allem aber der Gaskraftwerke, deutlich geringer als in Deutschland und in der EU-15.

Insgesamt wurden die Kraftwerkskapazitäten in den NMK (ohne Estland) von 1990 bis 2002 um etwa 8 GW aufgestockt, ein Großteil davon in Polen, der Tschechischen und in der Slowakischen Republik.

Tabelle 2–24

Stromerzeugungskapazitäten zum 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in MW

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Sonstige	Insgesamt
	1990							
Bulgarien	2700	2021	2814	420	400	1800	0	10155
Estland				67	520	1487	0	2074
Lettland								
Litauen	2367			1130	1322	105	0	4924
Polen	0	17417	8218	385	0	1960	0	27980
Rumänien	0	1366	5920	5204	980	4930	0	18400
Slowakische Republik	1640	793	684	98	1130	1615	0	5960
Slowenien	630	950	0	143	0	779	0	2502
Tschechische Republik	1651	1373	9090	0	171	1342	133	13760
Ungarn	1654	0	1900	481	2500	48	19	6602
Summe ²	10642	23920	28626	7928	7023	14066	152	92357
Deutschland ³	22406	31090	11298	7229	14144	6851	800	93818
EU-15	114738	0	0	0	0	110033	267947	492718
	2002							
Bulgarien	3500	1394	2960	220	360	1800	0	10234
Estland ¹	0	0	0	2199	225	3	0	2427
Lettland	0	0	0	63	520	1562	30	2175
Litauen	2367	0	0	761	1718	915	0	5761
Polen	0	20645	7638	0	503	2154	73	31013
Rumänien	655	1479	4490	3975	744	5937	0	17280
Slowakische Republik	2460	747	619	98	1377	2446	10	7757
Slowenien	676	1341	0	0	0	868	0	2885
Tschechische Republik	2561	1776	7812	123	716	2139	6	15133
Ungarn	1768	203	1804	1250	2560	47	89	7721
Summe	13987	27585	25323	8689	8723	17871	208	102386
Deutschland	21283	28519	20294	7218	23188	9366	14552	124420
EU-15	122907	104545	28570	63494	118373	118551	42455	598895
¹ Die Kapazitäten der Ölschieferanlagen sind unter "Erdöl" erfasst. – ² Ohne Estland. – ³ Westdeutschland. Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.								

Die Struktur der Stromerzeugungskapazitäten nach Energieträgern hat sich von 1990 bis 2002 nur begrenzt an diejenigen in Deutschland bzw. in der EU-15 angepasst. Leicht gestiegen sind die Anteile der mit Kernenergie und Erdgas betriebenen Anlagen an den Kraftwerkskapazitäten; mit knapp 14 bzw. 9 % waren sie aber nach wie vor deutlich geringer als in Deutschland und in der EU-15. Die Anteile der Kohlenkraftwerke sind in den NMK im Vergleich zu Deutschland und den EU-15-Ländern nach wie vor hoch, deutliche Anteilsverluste der Braunkohlenkraftwerke wurden zum Teil durch Anteilsgewinne der Steinkohlekraftwerke kompensiert. Der in den NMK bereits 1990, im Vergleich zu Deutschland, hohe Anteil der Wasserkraftkapazitäten ist sogar noch gestiegen. Ihr Anteil lag 2002 mit knapp 18 % um

10 Prozentpunkte über dem in Deutschland, allerdings noch 2 Prozentpunkte unter dem Stand in der EU-15.

Tabelle 2–25

Stromerzeugungskapazitäten am 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in %

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Sonstige	Insgesamt
	1990							
Bulgarien	26,6	19,9	27,7	4,1	3,9	17,7	0,0	100,0
Estland								
Lettland		0,0	0,0	3,2	25,1	71,7	0,0	100,0
Litauen	48,1	0,0	0,0	22,9	26,8	2,1	0,0	100,0
Polen	0,0	62,2	29,4	1,4	0,0	7,0	0,0	100,0
Rumänien	0,0	7,4	32,2	28,3	5,3	26,8	0,0	100,0
Slowakische Republik	27,5	13,3	11,5	1,6	19,0	27,1	0,0	100,0
Slowenien	25,2	38,0	0,0	5,7	0,0	31,1	0,0	100,0
Tschechische Republik	12,0	10,0	66,1	0,0	1,2	9,8	1,0	100,0
Ungarn	25,1	0,0	28,8	7,3	37,9	0,7	0,3	100,0
Summe ²	11,5	25,9	31,0	8,6	7,6	15,2	0,2	100,0
Deutschland ³	23,9	33,1	12,0	7,7	15,1	7,3	0,9	100,0
EU-15	23,3					22,3	54,4	100,0
	2002							
Bulgarien	34,2	13,6	28,9	2,1	3,5	17,6	0,0	100,0
Estland ¹				90,6	9,3	0,1	0,0	100,0
Lettland				2,9	23,9	71,8	1,4	100,0
Litauen	41,1			13,2	29,8	15,9	0,0	100,0
Polen	0,0	66,6	24,6	0,0	1,6	6,9	0,2	100,0
Rumänien	3,8	8,6	26,0	23,0	4,3	34,4	0,0	100,0
Slowakische Republik	31,7	9,6	8,0	1,3	17,8	31,5	0,1	100,0
Slowenien	23,4	46,5	0,0	0,0	0,0	30,1	0,0	100,0
Tschechische Republik	16,9	11,7	51,6	0,8	4,7	14,1	0,0	100,0
Ungarn	22,9	2,6	23,4	16,2	33,2	0,6	1,2	100,0
Summe	13,7	26,9	24,7	8,5	8,5	17,5	0,2	100,0
Deutschland	17,1	22,9	16,3	5,8	18,6	7,5	11,7	100,0
EU-15	20,5	17,5	4,8	10,6	19,8	19,8	7,1	100,0

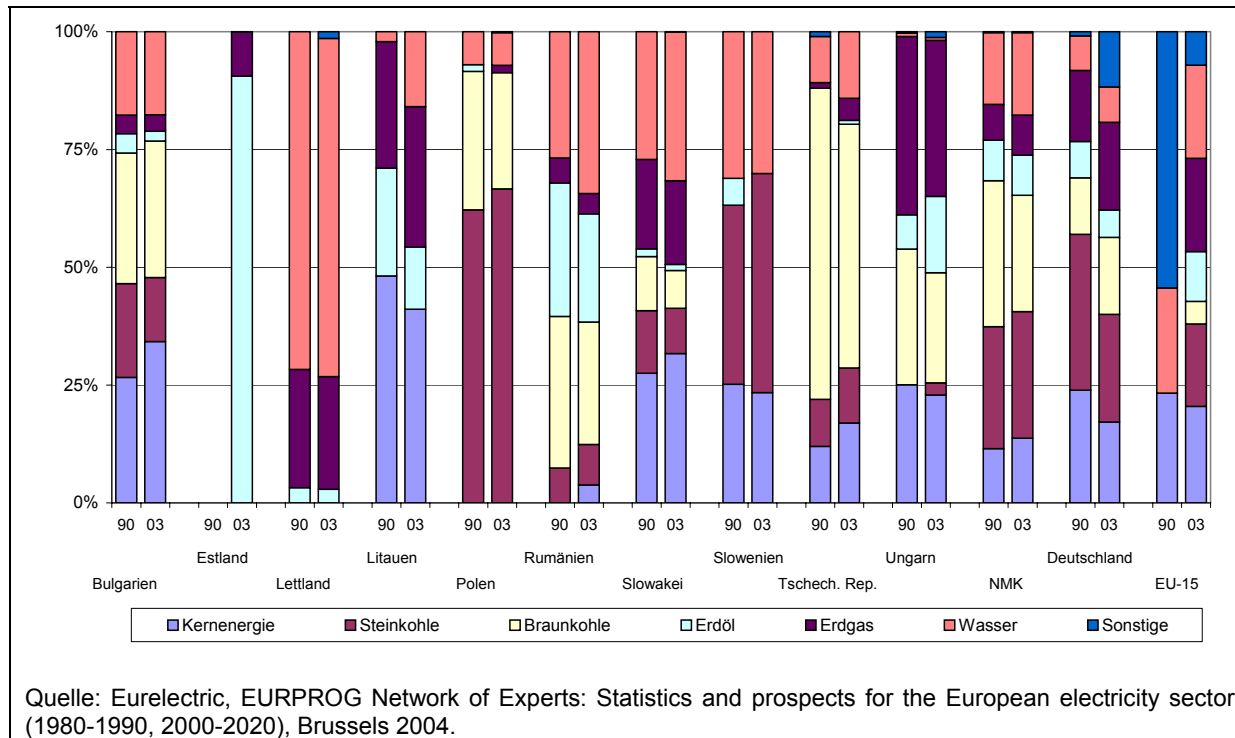
Abweichungen in den Summenwerten sind rundungsbedingt.

¹ Die Kapazitäten der Ölschieferanlagen sind unter "Erdöl" erfasst. - ² Ohne Estland. - ³ Westdeutschland.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

Abbildung 2-10

Stromerzeugungskapazitäten am 31.12. des jeweiligen Jahres nach Energieträgern in %



Im Jahr 2002 waren die Kraftwerkskapazitäten in den NMK insgesamt (ohne Estland) etwa 8 % größer als 1990, in der EU-15 um knapp 22 %. Relativ am stärksten gesteigert wurden die Kapazitäten in der Slowakei (+30 %), in Rumänien gingen sie um 6 % zurück. Zu Leistungssteigerungen beigetragen hat vor allem der Ausbau der Kern- und der Wasserkraftwerke.

Tabelle 2–26

Kraftwerksleistung nach Energieträgern am 31.12.2002 (31.12.1990 = 100)

	Kernenergie	Steinkohle	Braunkohlen	Erdöl	Erdgas	Wasser	Insgesamt
Bulgarien	129,6	69,0	105,2	52,4	90,0	100,0	100,8
Estland ¹							
Lettland				94,0	100,0	105,0	104,9
Litauen	100,0			67,3	130,0	871,4	117,0
Polen		118,5	92,9	0,0		109,9	110,8
Rumänien		108,3	75,8	76,4	75,9	120,4	93,9
Slowakische Republik	150,0	94,2	90,5	100,0	121,9	151,5	130,2
Slowenien	107,3	141,2				111,4	115,3
Tschechische Republik	155,1	129,4	85,9		418,7	159,4	110,0
Ungarn	106,9		94,9	259,9	102,4	97,9	116,9
Summe ²	131,4	115,3	88,5	81,9	121,0	127,0	108,2
EU-15	107,1					107,7	121,5

¹ Die Kapazitäten der Ölschieferanlagen sind unter "Erdöl" erfasst. - ² Ohne Estland.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

2.3.4 Leistungsbilanz

Als Indikator für das Gleichgewicht auf den nationalen Strommärkten kann die Ausnutzung der vorhandenen Kraftwerksleistungen durch die jeweilige Netzhöchstlast bzw. die Stromerzeugung betrachtet werden. Da zum Zeitpunkt der Höchstlast in der Regel ein Teil der Kraftwerkskapazitäten nicht verfügbar ist und zusätzliche Kapazitäten als Reserve für Netzdienstleistungen und zur Kompensation von Ausfällen bereitgehalten werden müssen, muss die Engpassleistung der Kraftwerke deutlich über der Netzhöchstlast liegen, wenn die Stromversorgung gesichert sein soll.

In den NMK war die Netzlast 2002 niedriger als 1990, die Engpassleistung der Kraftwerke wurde demgegenüber gesteigert. Der Anteil der vorhandenen Engpassleistung, der zum Zeitpunkt der Höchstlast benötigt wird, ist daher von sehr hohen Werten im Jahr 1990 deutlich gefallen und betrug 2002 im Durchschnitt nur 62 %. In Deutschland beanspruchte die Höchstlast im gleichen Jahr 64 %, in der EU-15 immerhin 70 % der Engpassleistung. Die NMK hatten daher Spielraum für Strom- bzw. Kapazitätsexporte.

Die Spannweite bei der Auslastung der Engpassleistungen durch die Höchstlast innerhalb der NMK war 2002 sehr groß. So beanspruchte die Höchstlast in Litauen und Rumänien nur 30 bzw. 44 % der Engpassleistung, in der Tschechischen Republik und in Ungarn demgegenüber 79 bzw. 78 %.

Wird die Stromerzeugung zur Engpassleistung in Relation gesetzt (Produktion in GWh/Engpassleistung in GW), ergibt sich die rechnerische Nutzungsdauer der Leistung. Auch nach dieser Kennziffer ist die Auslastung der Kraftwerke in den NMK insgesamt gefallen, wenn auch nicht so ausgeprägt wie in Relation zur Netzlast. Die so ermittelte durchschnittliche Nutzungsdauer hat im Jahr 2002 bei durchschnittlich 3.900 Stunden gelegen, in Deutschland bei 4.377 und in der EU-15 bei 4.276. Am niedrigsten war die Nutzungsdauer der Erzeugungskapazitäten in Lettland mit nur 1.701⁹ Stunden, am höchsten in Estland mit 5.150 Stunden.

⁹ Wegen des hohen Anteils der Wasserkraft kann die niedrige Auslastung der Kraftwerke in Lettland teilweise auch durch ein geringes Regenaufkommen bedingt sein.

Tabelle 2–27

Nettoengpassleistung, Höchstlast und Nettoproduktion

Dimension	Netto-Engpassleistung GW	Höchstlast GW	Netto-Produktion TWh	Höchstlast/ Engpassleistung %	Produktion/ Engpassleistung Stunden
1990					
Bulgarien	10,2	8,1	37,5	79,8	3693
Estland					
Lettland	2,1	1,9	6,4	91,6	3086
Litauen	4,9	2,8	26,3	56,9	5341
Polen	28,0	21,2	123,1	75,8	4400
Rumänien	18,4	9,6	56,7	52,2	3082
Slowakische Republik	6,0	4,1	22,5	68,8	3775
Slowenien	2,5	1,7	11,2	67,9	4476
Tschechische Republik	13,8	9,0	58,1	65,4	4222
Ungarn	6,6	6,5	28,1	98,5	4256
Summe	92,4	64,9	369,9	70,3	4005
Deutschland	93,8	63,1	418,0	67,3	4455
EU-15	492,7	261,7	1952,7	53,1	3963
2002					
Bulgarien	10,2	6,8	38,6	66,4	3772
Estland	2,4	1,3	12,5	53,6	5150
Lettland	2,2	1,2	3,7	55,2	1701
Litauen	5,8	1,7	16,1	29,5	2795
Polen	31,0	21,3	132,6	68,7	4276
Rumänien	17,3	7,6	50,4	44,0	2917
Slowakische Republik	7,8	4,1	30,6	52,9	3945
Slowenien	2,9	1,9	13,0	65,9	4506
Tschechische Republik	15,1	10,0	70,4	66,1	4652
Ungarn	7,7	6,0	33,7	77,5	4365
Summe ¹	99,5	60,0	388,6	60,3	3905
Deutschland	124,4	79,7	544,6	64,1	4377
EU-15	598,9	420,0	2560,8	70,1	4276

¹ Für Slowenien 2002 Höchstlast der öffentlichen Versorgung.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004; - IEA: Electricity Information 2004. Paris 2004; Berechnungen des DIW Berlin.

Tabelle 2–28

Bilanz der Stromversorgung in GW

	Netto Engpass- leistung	Bei Höchstlast verfügbare Leistung (ein- schl. Reserve)	Höchstlast	Saldo (2-3)	Netto- Transfer- kapazität
	1	2	3	4	5
	1990				
Bulgarien	10,16	8,13	8,10	0,03	
Estland					
Lettland	2,07	1,20	1,90	-0,70	0,70
Litauen	4,92	4,31	2,80	1,51	3,00
Polen	27,98	22,38	21,20	1,18	1,60
Rumänien	18,40	9,05	9,60	-0,55	2,60
Slowakische Republik	5,96	3,66	4,10	-0,44	1,80
Slowenien	2,50	1,98	1,70	0,28	0,80
Tschechische Republik	13,76	9,86	9,00	0,86	
Ungarn	0,00	-1,00	6,50	-7,50	
Summe	85,76	59,58	64,90	-5,32	10,50
Deutschland	93,82	64,32	63,10	1,22	
EU-15			261,70		
	2002				
Bulgarien	10,23	8,53	6,80	1,73	
Estland	2,43	2,43	1,30	1,13	
Lettland	2,18	1,28	1,20	0,08	0,70
Litauen	5,76	5,11	1,70	3,41	3,00
Polen	31,01	22,55	21,30	1,25	1,80
Rumänien	17,28	10,76	7,60	3,16	1,65
Slowakische Republik	7,76	4,71	4,10	0,61	3,00
Slowenien	2,89	1,97	1,90	0,06	0,80
Tschechische Republik	15,10	11,80	10,00	1,80	2,80
Ungarn	7,72	7,72	5,90	1,82	0,34
Summe	102,35	76,85	61,80	15,05	14,09
Deutschland	105,20	85,20	79,70	5,50	0,00
EU-15			416,66		
Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004; - IEA: Electricity Information 2004. Paris 2004; Berechnungen des DIW Berlin.					

2.3.5 Internationale Stromflüsse

Mit Ausnahme von Ungarn schlagen sich die Leistungsüberschüsse der NMK auch in entsprechenden internationalen Stromflüssen nieder. Die größten Überschüsse im physikalischen Stromaustausch (die hier dargestellten physischen Stromflüsse sind nicht mit dem kommerziellen Stromhandel identisch, die Saldi physischer Flüsse entsprechen allerdings den Expor-

ten bzw. Importen der Länder) hatten im Jahr 2004 die Tschechische Republik mit 14 TWh, Polen kam auf 9,1 TWh und Bulgarien auf 4,7 TWh. Ungarn hatte einen negativen Saldo von 4,3 TWh. Im Vergleich zum Jahr 2002 haben sich in 2004 die Stromabflüsse von den NMK-Ländern mit Ausnahme von Rumänien und der Slowakei erhöht; Ungarn hat seine „Importe“ gesteigert.

Deutschland hatte 2004 einen Überschuss von 5 TWh beim Stromfluss, im Jahr 2002 war noch ein Defizit von 0,7 TWh aufgetreten.

Tabelle 2–29

Stromflüsse in der UCTE nach Ländern – in TWh

	Abk.	Importe													Summe
		BG	PL	RO	SK	SLO	CZ	H	D	A	CH	F	NL	SL	
Exporte		2002													
Bulgarien	BG													4,7	4,7
Polen	PL				2,3		8,4		0,6					0,2	11,5
Rumänien	RO													1,3	1,3
Slowakei	SK						0,9	9,2						0,8	10,9
Slowenien	SLO									0,2				8,3	8,4
Tschech. Rep.	CZ		0,1		4,3				10,6	5,9					20,9
Ungarn	H			0,2						0,9				7,3	8,3
Deutschland	D		1,9				0,2			8,5	11,9	0,0	14,0	9,1	45,5
Österreich	A					3,2	0,0	0,5	4,3		4,2			1,8	14,0
Schweiz	CH								3,8	0,3		1,1		25,0	30,3
Frankreich	F								18,8		10,9			49,1	78,9
Niederlande	NL								1,5					3,0	4,5
Sonstige UCTE	SL	0,1	2,5	0,1	0,1	3,9		3,0	6,7		0,0	2,0	6,8	23,5	48,6
Summe UCTE		0,1	4,5	0,3	6,7	7,2	9,5	12,6	46,2	15,7	27,0	3,1	20,9	134,1	287,8
		2004													
Bulgarien	BG			0,9										4,4	5,3
Polen	PL				2,4		9,2		0,5					2,4	14,3
Rumänien	RO	0,6						0,1						1,7	2,4
Slowakei	SK		0,0				0,4	7,7						1,4	9,5
Slowenien	SLO									0,2				6,4	6,6
Tschech. Rep.	CZ		0,1		5,5				13,1	5,0					23,7
Ungarn	H			0,0						0,6				4,8	5,4
Deutschland	D		3,2				0,1			6,8	10,2	0,4	15,4	9,7	45,8
Österreich	A					1,7	0,0	0,4	3,9		3,5			1,3	10,9
Schweiz	CH								2,7	0,3		1,9		16,2	21,1
Frankreich	F								12,7		8,1			33,7	54,5
Niederlande	NL								0,6					4,1	4,6
Sonstige UCTE	SL	0,0	2,0	0,7	0,1	4,7		4,2	7,4		0,0	2,7	3,9	31,4	57,1
Summe UCTE		0,6	5,2	1,6	7,9	6,4	9,7	12,5	40,7	12,9	21,9	5,0	19,2	117,6	261,2
Abweichungen zwischen Ex- und Importwerten sind rundungsbedingt.															
Quelle: UCTE, 2005a.															

Deutschland hat von den hier betrachteten osteuropäischen Ländern Grenzen mit Polen und der Tschechischen Republik. Im Jahr 2002 bezog Deutschland von Polen 0,6 TWh, die Stromflüsse von Deutschland nach Polen waren mit 1,9 TWh etwa drei mal so groß, der Überschuss belief sich demnach auf 1,3 TWh. Im Jahr 2004 ist der deutsche Überschuss beim Stromaustausch mit Polen auf 2,7 TWh gestiegen. Aufgrund der Lastflussbedingungen fließt in erheblichem Umfang Strom von Polen in die Tschechische Republik und von dort wiederum nach Deutschland (Ringfluss). Von der Tschechischen Republik „bezog“ Deutschland im

Jahre 2002 10,6 TWh Strom und lieferte selbst nur 0,2 TWh. Der Überschuss der Stromflüsse aus der Tschechischen Republik nach Deutschland stieg von 2002 bis 2004 von 10,4 auf 13 TWh. Damit übertraf der Saldo der Stromflüsse aus der Tschechischen Republik denjenigen mit Frankreich.

Deutschland ist stromwirtschaftlich sehr eng mit Österreich verbunden. Von den NMK haben Slowenien, die Tschechische und die Slowakische Republik sowie Ungarn jeweils eine Grenze mit Österreich. Daher ist es denkbar, dass ein Stromaustausch mit NMK-Ländern über Österreich erfolgt.

Im Jahr 2004 wurden 6,8 TWh von Deutschland nach Österreich exportiert und 3,9 TWh bezogen, der Überschuss betrug 2,9 TWh. Im Vergleich zu 2002 reduzierte sich der Überschuss um 1,3 TWh.

Von den mit Österreich benachbarten NMK hatten die Tschechische Republik und Ungarn eine positive Bilanz beim Stromaustausch mit Österreich. Im Jahr 2004 wurden aus der Tschechischen Republik 5,0 TWh nach Österreich übertragen, Stromflüsse in umgekehrter Richtung traten nicht auf. Ungarn „lieferte“ 0,6 TWh und „bezog“ 0,4 TWh. Eine negative Handelsbilanz mit Österreich hatte lediglich Slowenien, es bezog 1,7 TWh und lieferte 0,2 TWh. Ein direkter Stromaustausch Österreichs mit der Slowakei fand wegen einer (immer noch) fehlenden Hochspannungsverbindung zwischen beiden Ländern nicht statt. Insgesamt ist nicht erkennbar, dass über Österreich in größerem Umfang Strom aus den NMK nach Deutschland gelangt. Allerdings lassen sich aus den UCTE-Zahlen zwar die nationalen Handelssaldi, aber nicht der Umfang der Ströme nach Handelsrichtungen ableiten.

Tabelle 2–30

Export-Import Saldo in TWh

	Abk.	Importe												Summe	
		BG	PL	RO	SK	SLO	CZ	H	D	A	CH	F	NL		SL
Exporte von ...		2002													
Bulgarien	BG													4,6	4,6
Polen	PL													-2,3	7,1
Rumänien	RO													1,2	1,0
Slowakei	SK													0,7	4,2
Slowenien	SLO													4,3	1,3
Tschech. Rep.	CZ														11,4
Ungarn	H													4,3	-4,3
Deutschland	D														-0,7
Österreich	A													1,8	-1,8
Schweiz	CH													25,0	3,2
Frankreich	F													47,2	75,8
Niederlande	NL													-3,9	-16,4
		2004													
Bulgarien	BG													4,4	4,7
Polen	PL													0,4	9,1
Rumänien	RO													1,0	0,8
Slowakei	SK													1,3	1,6
Slowenien	SLO													1,7	0,2
Tschech. Rep.	CZ														14,0
Ungarn	H													0,6	-7,1
Deutschland	D														5,0
Österreich	A													1,3	-2,0
Schweiz	CH													16,1	-0,8
Frankreich	F													31,0	49,5
Niederlande	NL													0,2	-14,6
Abweichungen rundungsbedingt.															
Quelle: UCTE, 2005a.															

Werden die Außenhandelssalden zum Nettoverbrauch von Strom in Relation gesetzt, so werden erhebliche Unterschiede zwischen den Ländern deutlich. Während Deutschland eine insgesamt ausgeglichene Handelsbilanz mit den übrigen UCTE-Ländern hat, verzeichnen die Tschechische Republik, die Slowakei und Bulgarien Exportüberschüsse (im Umfang von knapp 20 %, 16 % bzw. über 14 % ihres jeweiligen eigenen Nettoverbrauches). Ungarn muss demgegenüber mehr als 11 % seines Nettobedarfes aus benachbarten UCTE-Ländern beziehen.

Tabelle 2–31

Nettostromverbrauch und Saldo des Stromaustauschs im Jahr 2002

	Nettostrom- verbrauch TWh	Saldo Export-Import TWh	Saldo/ Verbrauch %
Bulgarien	32,8	4,6	14,1
Polen	121,1	7,1	5,8
Rumänien	47,5	1,0	2,2
Slowakei	26,1	4,2	16,0
Slowenien	11,7	1,3	10,7
Tschechische Republik	58,5	11,4	19,5
Ungarn	37,2	-4,3	-11,4
Deutschland	539,0	0,1	0,0
Österreich	58,7	-1,8	-3,0
Schweiz	58,1	3,2	5,6
Quelle: UCTE, 2005c.			

2.4 Zusammenfassende Kennziffern**Das Wichtigste in Kürze**

In den NMK hat sich nicht nur die sektorale Struktur und der Energieträgermix des Energieverbrauchs an die Situation in Westeuropa und Deutschland angenähert, das Energiesystem dieser Länder hat sich darüber hinaus auch an die Anforderungen angepasst, die sich aus der Modernisierung ihrer Wirtschaften ergeben. Das wird vor allem an der gestiegenen Stromintensität des Endenergieverbrauchs deutlich. Dass die Effizienz der Energiesysteme in den NMK im Betrachtungszeitraum deutlich erhöht wurde, wird vor allem an dem gestiegenen Anteil des Endenergieverbrauchs am Primärenergieverbrauch deutlich. Diese Entwicklung ist umso bemerkenswerter als gleichzeitig der Anteil des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung, der mit besonders großen Energieverlusten verbunden ist, am Primärenergieverbrauch deutlich gestiegen ist. Die Importabhängigkeit der NMK blieb allerdings aufgrund des nach wie vor großen Anteils der heimischen Kohle am Primärenergieeinsatz deutlich niedriger als diejenige Deutschlands.

Im Folgenden sollen einige Kennziffern Einblicke in die strukturelle Entwicklung der Energieversorgung in den NMK geben. Folgende Kennziffern werden dargestellt:

- Stromintensität (Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch).

- Endenergieintensität (Endenergieverbrauch/Primärenergieverbrauch).
- Anteil des Primärenergieeinsatzes zur Stromerzeugung am Primärenergieverbrauch insgesamt.
- Importabhängigkeit der Energieversorgung (Stromimporte/Primärenergieverbrauch).

Von 1990 bis 2003 ist der Anteil des Stroms am Endenergieverbrauch mit einer Ausnahme (Slowenien) in allen NMK gestiegen, am stärksten in Bulgarien, Estland, der Slowakei und der Tschechischen Republik. Nur ein geringer Anstieg der Stromintensität war in Polen zu verzeichnen, in Slowenien ging die Stromintensität sogar etwas zurück. Der Anstieg der Stromintensität in den NMK auf knapp 16 % hat eine deutliche Anpassung an das Niveau in der EU-15 bewirkt: 2003 war sie in den NMK nur noch um 2 bzw. 3 Prozentpunkte niedriger als in Deutschland und in der EU-15.

Tabelle 2–32

Stromintensität der Energieversorgung

	Endenergieverbrauch Strom		
	in % des Endenergieverbrauchs		Veränderung in %-Punkten
	1990	2003	2003/1990
Bulgarien	17,18	22,67	5,49
Estland ¹	14,41	20,87	6,46
Lettland ¹	12,67	15,68	3,01
Litauen ¹	10,50	14,55	4,05
Polen	13,31	14,22	0,90
Rumänien	10,89	14,64	3,75
Slowakei	12,48	17,51	5,03
Slowenien ¹	24,04	23,43	-0,61
Tschechische Republik	11,73	17,00	5,27
Ungarn	12,94	14,21	1,27
Summe	12,86	15,85	2,99
Deutschland	15,83	17,83	2,00
EU-15	16,78	18,74	1,95

¹ Angaben unter 1990 nach IEA für das Jahr 1992.
 Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.

Das Verhältnis von End- und Primärenergieverbrauch wird durch die Effizienz der Energieumwandlung, vor allem aber durch den Eigenversorgungsgrad (Produktion von Primär- und Sekundärenergie in Relation zum Eigenbedarf) beeinflusst. In den NMK machte der Endenergieverbrauch im Jahr 2003 etwa 61 % des Primärenergieverbrauchs aus, und lag damit etwa 10 Prozentpunkte unter den Werten in Deutschland bzw. der EU-15. Im Jahr 1990 hatte diese

Kennziffer für die NMK noch 67 % betragen, das war nur 2 bzw. 3 % weniger als im gleichen Jahr in Deutschland bzw. der EU-15. Die Verschlechterung der Endenergie-/Primärenergie-relation wurde durch mehrere Faktoren verursacht, vor allem durch die gestiegene Stromintensität des Endenergieverbrauchs und die erhöhten Stromexporte. Beides führt zu einem zusätzlichen Primärenergieeinsatz in der – mit besonders großen Energieverlusten verbundenen – Stromerzeugung, bei Stromexporten steht dem kein entsprechender inländischer Endenergieverbrauch gegenüber. Einen gewissen Beitrag könnte auch die – wegen des Nachfrageeinbruchs Anfang der neunziger Jahre – trotz erhöhter Exporte gesunkene Auslastung der Erzeugungs- und Transportkapazitäten geleistet haben. Auch die Nachrüstung von Feuerungsanlagen mit Emissionsrückhaltetechniken trägt tendenziell zur Steigerung des spezifischen Energieverbrauchs in der Energiewirtschaft bei.

Tabelle 2–33

Endenergieverbrauch in % des Primärenergieverbrauchs

	Kohlen	Öl	Erdgas	Gesamt
1990				
Bulgarien	17,4	60,3	48,2	61,2
Estland ¹	5,3	76,4	41,7	54,2
Lettland ¹	42,1	69,4	35,5	75,5
Litauen ¹	85,1	54,1	38,5	57,9
Polen	23,1	86,4	88,4	62,3
Rumänien	23,3	49,9	68,9	68,6
Slowakei	55,2	97,5	87,0	75,2
Slowenien ¹	18,2	91,4	71,0	62,3
Tschechische Republik	58,4	81,4	79,7	74,5
Ungarn	43,8	87,1	69,6	73,6
Summe	32,1	71,6	69,7	67,1
Deutschland	29,0	93,1	74,6	69,4
EU-15	25,1	86,2	80,1	70,3
2003				
Bulgarien	14,9	87,6	52,8	48,8
Estland ¹	2,9	120,5	52,9	46,8
Lettland ¹	90,9	100,0	34,1	65,5
Litauen ¹	90,9	72,6	45,4	47,7
Polen	19,1	92,8	80,2	63,8
Rumänien	9,1	71,9	55,5	56,5
Slowakei	26,8	91,7	68,6	60,7
Slowenien ¹	7,3	99,2	82,4	65,7
Tschechische Republik	18,2	95,7	80,6	60,1
Ungarn	17,6	90,8	65,2	72,1
Summe	17,6	89,0	66,1	60,9
Deutschland	11,0	93,0	77,0	70,8
EU-15	11,9	89,5	68,5	71,3
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.				

Diese Faktoren haben auch dazu beigetragen, dass der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung in Relation zum gesamten Primärenergieverbrauch der NMK gestiegen ist, und zwar von 39 % im Jahre 1990 auf knapp 45 % im Jahre 2003. Während in diesen Ländern der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung 1990 nur gut einen Prozentpunkt höher war als in Deutschland, vergrößerte sich dieser Abstand bis zum Jahr 2002 auf 4 Prozentpunkte. Das lag vor allem an deutlich steigenden Anteilen in Bulgarien, in der Tschechischen Republik und in der Slowakei. In Bulgarien hat der Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung – auch bedingt durch den Ausbau der Kernenergie – im Jahre 2002 in etwa wieder den Stand von 1990 erreicht, während gleichzeitig der Primärenergieverbrauch insgesamt stark einbrach. In einigen

Ländern war der Anteil der Stromerzeugung am Primärenergieverbrauch aber auch rückläufig. Besonders stark fiel dieser Rückgang in Estland und in Litauen aus: für diese Länder war allerdings in der Ausgangssituation ein extrem hoher Anteil der Stromerzeugung am Primärenergieverbrauch typisch.

Tabelle 2–34

Primärenergieeinsatz (PEV) zur Stromerzeugung in % des gesamten Primärenergieverbrauchs

	PEV insgesamt Mtoe	PEV Stromerzeugung Mtoe	PEV Stromerzeugung/ PEV insgesamt. %
1990			
Bulgarien	28,82	11,91	41,3
Estland ¹	6,27	5,08	81,0
Lettland ¹	5,96	1,43	23,9
Litauen ¹	11,01	7,70	70,0
Polen	99,85	43,21	43,3
Rumänien	62,40	22,83	36,6
Slowakei	21,43	5,03	23,5
Slowenien	5,01		
Tschechische Republik ¹	47,38	14,78	31,2
Ungarn	28,55	9,04	31,7
Summe ²	311,67	121,01	38,8
Deutschland	356,22	133,57	37,5
EU-12	1327,35	437,67	33,0
2003			
Bulgarien	19,02	11,54	60,7
Estland	4,51	2,68	59,5
Lettland	4,27	0,81	19,1
Litauen	8,59	5,16	60,1
Polen	89,19	38,36	43,0
Rumänien	36,98	13,83	37,4
Slowakei	18,55	7,87	42,4
Slowenien	6,95	3,12	44,8
Tschechische Republik	41,72	22,30	53,5
Ungarn	25,45	9,17	36,0
Summe ³	255,23	114,85	45,0
Deutschland	346,35	140,46	40,6
EU-15	1489,43	594,42	39,9
PEV = Primärenergieverbrauch. ¹ Werte für 1991. – ² Ohne Slowenien. – ³ ohne Rumänien. Quelle: IEA: Energy Balances, diverse Ausgaben.			

Abbildung 2-11

Primärenergieeinsatz zur Stromerzeugung in % des gesamten Primärenergieverbrauchs

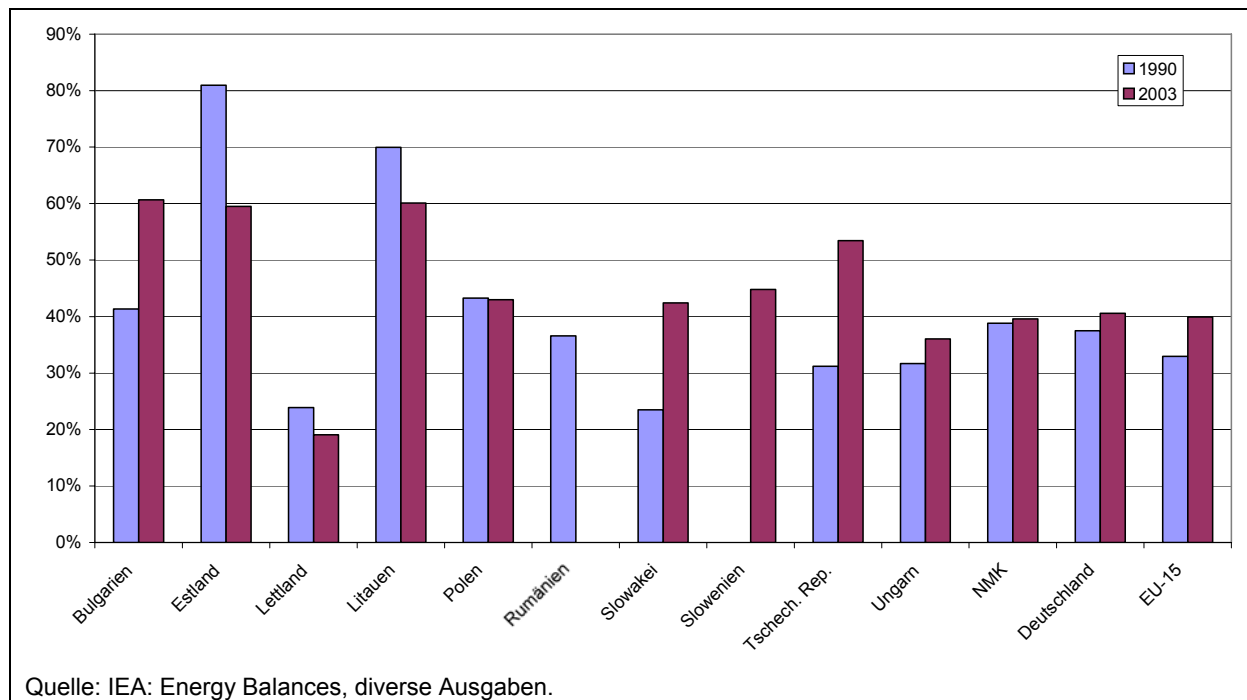
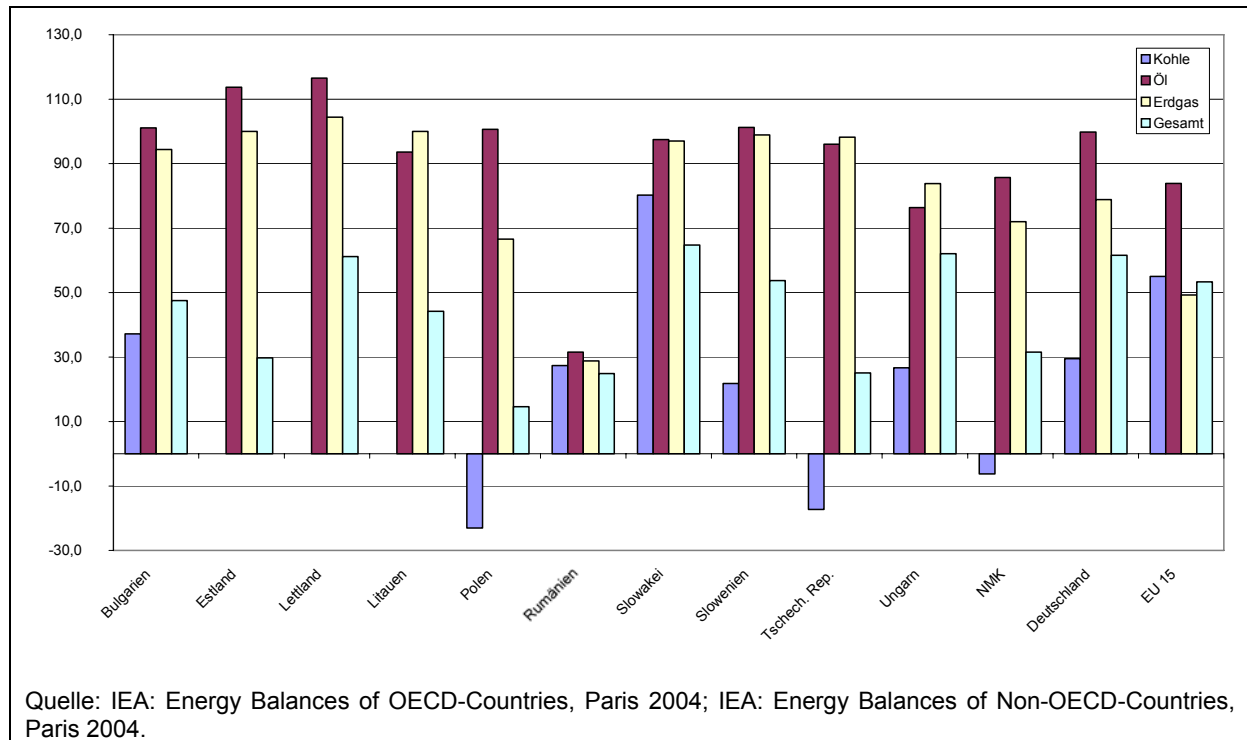


Tabelle 2–35

Nettoimporte in % des Primärenergieverbrauchs

	Kohlen	Öl	Erdgas	Gesamt
	1990			
Bulgarien	41,2	89,0	100,7	63,1
Estland ¹	0,0	104,7	100,0	36,8
Lettland ¹	0,0	95,7	123,8	91,8
Litauen ¹	0,0	98,3	100,0	63,7
Polen	-25,1	108,2	75,8	2,1
Rumänien	34,9	58,0	20,6	35,0
Slowakei	77,7	100,2	105,1	77,1
Slowenien ¹	5,3	99,4	96,8	43,3
Tschechische Republik	-19,1	86,5	90,9	16,1
Ungarn	26,6	75,6	58,0	49,6
Summe	-5,8	84,9	58,2	30,8
Deutschland	2,6	97,0	75,9	47,1
EU-15	29,4	84,0	41,4	48,5
	2003			
Bulgarien	37,2	101,1	94,4	47,5
Estland	0,0	113,7	100,0	29,7
Lettland	0,0	116,5	104,4	61,2
Litauen	0,0	93,6	100,0	44,2
Polen	-23,0	100,6	66,6	14,6
Rumänien	27,4	31,5	28,8	24,9
Slowakei	80,3	97,4	97,0	64,8
Slowenien	21,8	101,2	98,9	53,7
Tschechische Republik	-17,3	96,0	98,2	25,1
Ungarn	26,7	76,3	83,8	62,1
Summe	-6,3	85,7	72,0	31,5
Deutschland	29,5	99,8	78,8	61,6
EU-15	55,0	83,8	49,2	53,3
¹ Angaben der IEA für das Jahr 1992. Quelle: IEA: Energy Balances of OECD-Countries, Paris 2004; IEA: Energy Balances of Non-OECD-Countries, Paris 2004.				

Abbildung 2-12
Nettoimporte in % des Primärenergieverbrauchs



Im Jahr 2003 machten die Nettoimporte der NMK 32 % ihres Primärenergieverbrauchs aus, das war nur gut halb so viel wie in Deutschland. Dazu trugen vor allem die Kohlenexporte Polens und der Tschechischen Republik bei. Bei Öl und vor allem beim Erdgas ist die Importabhängigkeit der NMK von 1990 bis 2003 hingegen gestiegen. Im Jahr 2003 lag sie beim Öl mit 86 % und beim Erdgas mit 72 % um etwa 14 bzw. 7 % niedriger als in Deutschland, allerdings 2 bzw. 23 % höher als in der EU-15. Wird berücksichtigt, dass die NMK ihren Erdgasbedarf nach wie vor zu einem sehr hohen Anteil durch Importe aus Russland decken, erscheinen die damit verbundenen Sicherheitsrisiken eher höher als im Falle Deutschlands, das seine Importe regional breit streut.

2.5 Kohlen

Das Wichtigste in Kürze

Alle NMK gewinnen Braunkohlen. Steinkohle wird vor allem in Polen und in der Tschechischen Republik gefördert (Polen: 21,2 Mill. t; die Tschechische Republik: 4,9 Mill. t – jeweils im Jahr 2003). Während Braunkohlen nahezu ausschließlich im Inland eingesetzt werden, und zwar vorrangig zur Stromerzeugung, wird Steinkohle auch in beachtlichem Ausmaß exportiert.

Die Umstrukturierung des Steinkohlesektors ist im vergangenen Jahrzehnt in Polen und der Tschechischen Republik vorangekommen; die Produktion von Steinkohle ist gesunken und die Beschäftigung im Steinkohlektor wurde abgebaut. In Polen ist mittelfristig eine weitere leichte Reduktion von Produktion und Beschäftigung geplant. In der Tschechischen Republik soll die Förderung von Steinkohle langfristig deutlich sinken und damit nur noch Bedeutung für die nationale Energieversorgung haben.

Die Braunkohlengewinnung wurde in vielen Ländern zurückgefahren. Auch künftig ist ein Sinken der Gewinnung u.a. in der Tschechischen Republik, der Slowakei und Slowenien geplant. In Bulgarien werden Braunkohlen zumindest vorübergehend einen wichtigen Beitrag bei der Deckung des PEV spielen. Rumänien plant eine Produktion von 30-35 Mill. t aufrecht zu erhalten.

Bei der Umstrukturierung des Kohlensektors wurde in vielen NMK zunächst eine Reorganisation mit Bildung von Holdings vorgenommen. In jüngster Zeit zeichnet sich (in Polen und in Ungarn) eine stärkere Verbindung von Kohlgewinnung und Stromerzeugung ab.

2.5.1 Einleitung

Viele osteuropäische Länder verfügen über erhebliche Kohlenvorkommen. Vor dem Umbruch 1989 spielten Kostengesichtspunkte bei der Gewinnung von Kohlen eine untergeordnete Rolle. Mit dem Übergang von der Plan- zur Marktwirtschaft wurde deutlich, dass ein Teil der Kohlgewinnung nicht wirtschaftlich war. Im Laufe der 90er Jahre kam es im Zuge der Restrukturierung der Kohlenindustrie zur Stilllegung unrentabler Zechen und zur Senkung von staatlichen Zuschüssen. Dennoch spielen Kohlen nach wie vor eine wichtige Rolle bei der Primärenergieversorgung der Länder.

2.5.2 Reserven¹⁰ und Ressourcen¹¹

Die meisten neuen Mitglieds- und Kandidatenländer sind mit Braunkohlenressourcen ausgestattet; Bulgarien, Polen, die Tschechische Republik, Ungarn und Rumänien verfügen auch über Steinkohlenressourcen. Braunkohlen können wegen ihres hohen Wassergehaltes wirtschaftlich nicht über große Entfernungen transportiert werden und werden daher überwiegend zur Stromerzeugung vor Ort genutzt. Kostengünstig gewonnene Steinkohle kann wegen ihres deutlich höheren Energiegehaltes auch über große Strecken wirtschaftlich transportiert werden. Von überregionaler Bedeutung sind in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern aber lediglich die Steinkohleressourcen in Polen, die mit 113 Mrd. Tonnen knapp zwei Drittel der deutschen Ressourcen entsprachen.

Die meisten NMK-Länder verfügen über Ressourcen von Braunkohlen, die für die Stromerzeugung dieser Länder teilweise von erheblicher Bedeutung sind. Bei weitem am größten waren die Braunkohlenressourcen der NMK-Länder mit etwa 31 Mrd. t in Polen. Deutschland verfügt mit knapp 78 Mrd. t über etwa zweieinhalb mal so große Ressourcen.

Wird die Steinkohlegewinnung des Jahres 2001 zu den gesamten Ressourcen dieses Energieträgers in Relation gesetzt, so wird deutlich, dass die Ressourcenbasis als solche in den betrachteten Ländern in absehbarer Zeit keine Restriktion für die Aufrechterhaltung oder Steigerung der aktuellen Produktion darstellt. Polen könnte die Steinkohlegewinnung auf dem Niveau des Jahres 2001 mindestens noch ein Jahrtausend betreiben, Deutschland sogar etwa 6 Jahrtausende. Die bisherige Förderung hat nur einen geringen Bruchteil davon aufgebraucht. Die bauwürdigen Steinkohlereserven reichen bei Fortsetzung der Produktion von 2001 immerhin noch für 118 Jahre in Polen, 173 Jahre in der Tschechischen Republik und 758 Jahre in Deutschland. Wegen der hohen Kosten der Steinkohlegewinnung in Europa ist aber dennoch fraglich, ob dieser Wirtschaftszweig in den betrachteten Ländern in den nächsten Jahrzehnten bestehen wird.

¹⁰ Unter Reserven wird hier diejenige Menge von Energierohstoffen verstanden, die bereits mit großer Genauigkeit erfasst wurden und mit den derzeitigen technischen Möglichkeiten wirtschaftlich gewonnen werden können.

¹¹ Unter Ressourcen werden diejenige Menge eines Energierohstoffes verstanden, die entweder nachgewiesen, aber derzeit nicht wirtschaftlich und/oder technisch gewinnbar sind oder die auf Basis geologischer Indikatoren erwartet werden. Bei Kohlenwasserstoffen wird (wie auch bei der Bewertung der Reserven) nur der als gewinnbar geltende Teil der jeweiligen Lagerstätte berücksichtigt.

Tabelle 2–36

Ressourcen und Produktion von Stein- und Braunkohlen in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU (Stand 31.12.2004)¹²

Länder	Stein- kohle	Braun- kohlen	Insge- samt	Stein- kohle	Braun- kohlen	Insge- samt	Hart- kohle	Braun- kohlen	Insge- samt
	Ressourcen in Mill. t			Gewinnung im Jahr 2004 in Mill. t			Ressourcen/Gewinnung in Jahren		
Bulgarien	258	3655	3913	3,0	24,0	27,0	86	152	145
Polen	46000	13984	59984	99,2	61,0	160,2	464	229	375
Rumänien	37	4053	4090	2,6	27,8	30,4	14	146	134
Slowakei	0	698	698	0	3,0	3,0	0	229	229
Slowenien	57	602	659	0	5,0	5,0	0	120	132
Tschech. Rep.	7155	2566	9721	18,0	49,0	67,0	398	52	145
Ungarn	1595	9032	10627	0,3	12,0	12,3	5317	753	864
Deutschland	4695	76396	81091	25,7	181,9	207,6	183	420	391
EU-15	16870	83490	100360	65,6	258,5	319,5	277	323	314
	Reserven in Mill. t			Gewinnung im Jahr 2004 in Mill. t			Reserven/Gewinnung in Jahren		
Bulgarien	95	2092	2187	3,0	24,0	27,0	32	87	81
Polen	8400	1878	10278	99,2	61,0	160,2	85	31	64
Rumänien	25	469	494	2,6	27,8	30,4	9	17	16
Slowakei	0	172	172	0	3,0	3,0	0	56	56
Slowenien	40	235	275	0	5,0	5,0	0	47	55
Tschech. Rep.	2094	3458	5552	18,0	49,0	67,0	116	71	83
Ungarn	198	3159	3357	0,3	12,0	12,3	660	263	273
Deutschland	183	6556	6739	25,7	181,9	207,6	7	36	32
EU-15	1460	10560	12020	65,6	258,5	319,5	24	41	38
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004. Kurzstudie, Stand 31.12.2004, Hannover 2006 sowie zusätzliche Angaben nach BGR-Datenbank Referat B1.23.									

Die Braunkohlenressourcen in den betrachteten Ländern werden bei Fortsetzung der aktuellen Produktion deutlich früher ausgebeutet sein als die Steinkohleressourcen. Immerhin reichen in Deutschland die Braunkohlenressourcen rechnerisch aus, um die Produktion des Jahres 2004 noch 420 Jahre fortzusetzen, in Polen ist dies für 229 Jahre möglich. Die Braunkohlenreserven reichen allerdings in einigen neuen Mitgliedsländern rechnerisch nur noch für wenige Jahrzehnte, so in Rumänien für 17 und in Polen für 31 Jahre. In Ungarn reichen die bekannten Braunkohlenreserven, um die Produktion des Jahres 2004 für 263 Jahre aufrechtzuerhalten.

¹² Die Angaben zu den Steinkohlenressourcen und -reserven in Deutschland sind nach der aktuellen BGR-Studie im Vergleich zu den Ergebnissen früherer Studien wegen der fehlenden Wirtschaftlichkeit drastisch reduziert worden (als Reserven werden nur noch die Mengen ausgewiesen, deren Abbau aufgrund von Beihilfezusagen bereits geplant wird). Die Braunkohlenressourcen in Deutschland sind nur geringfügig reduziert worden, die Braunkohlenreserven allerdings deutlicher. Das liegt daran, dass als Braunkohlenreserven in der aktuellen Studie – wie bei der Steinkohle – nur noch diejenigen Mengen erfasst werden, die sich bereits in der Abbauplanung befinden.

Während in Polen die aktuelle Gewinnung (knapp 61 Mill. t in 2004) durch Neuaufschlüsse (z.B. des Tagebaus Szczerzów als Ersatz für Belchatow sowie Legnica) langfristig stabilisiert werden kann, ist in der Tschechischen Republik die Ressourcenbasis dafür nicht ausreichend. Dort reichen die bis 2015/20 geplanten Neuaufschlüsse im Nordböhmischen Becken (in Bylany, Zahorany und Podlesice mit einer Produktionskapazität von 10 Mill. t) nicht aus, um die 2030 ausgekohlten Felder (in Doly N. Tusimice, Doli Bilina, Hrabak/Vrsany mit einer Produktionskapazität von insgesamt knapp 18 Mill. t) zu ersetzen. Nach 2030 ist daher in der Tschechischen Republik mit einem deutlichen Rückgang der Braunkohlegewinnung zu rechnen.

Soweit Braunkohlen im Tagebau abgebaut werden können, sind die Produktionskosten in der Regel gering. In Polen werden Braunkohlen am kostengünstigsten im größten Braunkohlen-Revier des Landes – Belchatow – gewonnen. Die Produktion lag 2002 bei 34 Mill. t, das Abraum/Kohleverhältnis lag bei günstigen 3,7 m³/Tonne Kohle. Die Förderung findet in 240 Meter Tiefe statt und die Kohle hat einen durchschnittlichen Heizwert von 7960 kJ/kg.¹³ Unter solchen Bedingungen sowie bei den in Polen niedrigen Arbeitskosten dürften die Kosten der Kohlegewinnung nicht wesentlich über 5 € je Tonne liegen. Dementsprechend gilt das angeschlossene Kraftwerk mit einer Kapazität von 4.4 GW als das Kraftwerke in Polen, welches die niedrigsten Stromerzeugungskosten in Polen und vermutlich auch in Europa hat. Die wirtschaftlichen Bedingungen in den übrigen Revieren sind zum Teil deutlich schlechter. Das in der Nähe zur deutschen Grenze gelegene Turow-Revier produzierte 2002 immerhin 8,7 Mill. t mit einem Heizwert von durchschnittlich 10300 kJ/kg. Das Abraum/Kohle-Verhältnis lag bei 4 m³/Tonne. Nach Modernisierung des Tagebaus soll die Produktion auf 12 Mill. t gesteigert und weitgehend in dem angeschlossenen Kraftwerk mit einer auf 2,1 GW erhöhten Leistung zur Stromerzeugung eingesetzt werden.

In der Tschechischen Republik begrenzen nach Aussage des Staatssekretärs im Ministerium für Wirtschaft regionale ökologische Restriktionen – es handelt sich dabei um für das Dreiländereck Deutschland, Tschechische Republik und Polen vereinbarte Emissionshöchstwerte – den Ausbau der Braunkohlegewinnung.¹⁴ Dennoch sieht die Energiestrategie des Landes derzeit einen Ausbau der Stromerzeugung auf Braunkohlenbasis vor; bei gesteigerter Effizienz der Kraftwerke wäre eine solche Entwicklung allerdings auch bei stagnierender oder

¹³ European Association for Coal and Lignite, 2003.

¹⁴ Pecina, 2005.

leicht sinkender Braunkohlegewinnung möglich. Die Voraussetzungen für eine kostengünstige Gewinnung von Braunkohlen sind auch in der Tschechischen Republik bei den größeren Tagebauen (Doly N. Tusimice, Doly Bilina, Sverma, Hrabek Vrsany) insbesondere aufgrund niedriger Abraum/Kohlen-Verhältnisse und geringer Löhne gegeben. Die Kosten dürften hier vergleichbar niedrig liegen wie bei den kostengünstigen Tagebauen in Polen.

2.5.3 Produktion, Verbrauch, Außenhandel

Feste Brennstoffe sind in den osteuropäischen Ländern nach wie vor ein wichtiger Bestandteil der Energieversorgung. Anfang der 90er Jahre wurde der Primärenergieverbrauch in Polen und in der Tschechischen Republik zu drei Vierteln bzw. nahezu zwei Dritteln mittels Kohlen gedeckt. In den meisten anderen Ländern lag der Anteil zwischen 25 und 40 %. In Polen belief sich der Anteil im Jahr 2003 noch auf reichlich 62 % und in der Tschechischen Republik auf 47 %. Der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch lag in den NMK mit 41 % weiterhin deutlich über dem EU-15-Durchschnitt, der sich im Jahr 2003 auf rd. 15 % belief. Zwischen 1990 und 2002 ist der Primärenergieverbrauch von Kohlen in den NMK um 27 % gesunken, das waren 2 Prozentpunkte mehr als in der EU-15

Die Gewinnung von Kohlen ging zwischen 1990 und 2003 in Europa ebenfalls zurück. Dabei blieb der Rückgang der Braunkohlegewinnung in den Beitrittsländern mit etwa einem Viertel deutlich hinter dem in der EU-15 – um ca. 40 % – zurück.¹⁵ Der Förderrückgang der Beitrittskandidaten war zwischen 1990 und 2003 gering: Bulgarien verzeichnete einen Rückgang von 14 % und Rumänien von lediglich 3 %.

¹⁵ Im Folgenden werden Braunkohlen und Steinkohle unterschieden. Eine weitere Differenzierung von Qualitäten, insbesondere bei Braunkohlen, wird nicht vorgenommen, da Vergleichsdaten nicht für alle betrachteten Länder bzw. nicht für den gesamten Beobachtungszeitraum vorliegen.

Tabelle 2–37

Produktion von Braunkohlen in Mill. Tonnen

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003e
EU-25	627,8	419,7	372,2	384,4	395,1	402,0	402,0
EU-15	436,2	268,2	237,7	245,3	255,4	266,1	259,8
Deutschland	357,5	192,8	161,3	167,7	175,4	181,8	179,1
Beitrittsländer	191,6	151,5	134,5	139,1	139,7	135,9	142,2
Tschech. Rep.	79,0	57,2	44,8	50,3	51,0	48,9	50,3
Lettland	-	-	-	-	-	-	-
Litauen	-	-	-	-	-	-	-
Ungarn	17,7	14,6	14,5	14,0	13,9	13,0	13,2
Polen	67,6	63,5	60,8	59,5	59,6	58,2	60,9
Slowenien	5,6	4,9	4,6	4,5	4,1	4,7	4,9
Slowakei	4,8	3,8	3,7	3,6	3,4	3,4	3,1
Bulgarien	31,5	30,6	25,2	26,3	26,5	25,9	27,1
Rumänien	33,7	40,0	21,8	29,0	33,2	30,4	32,6
2003e: Vorläufige Daten.							
Quelle: International Energy Agency, Coal Information, Paris 2004.							

Der Rückgang der Steinkohlegewinnung in den neuen Mitgliedsländern blieb noch stärker hinter demjenigen in der EU-15 zurück. Während die Gewinnung in der EU-15 zwischen 1990 und 2003 um ca. 65 % sank, ging sie in den Beitrittsländern nur um etwa ein Drittel zurück. Dabei betrug der Rückgang in Polen reichlich 30 % und in der Tschechischen Republik immerhin etwa 40 %. Da weder Polen noch die Tschechische Republik die EU-Kommission um die Genehmigung von Beihilfen für die laufende Produktion ersucht haben, kann davon ausgegangen werden, dass die im Vergleich zu Westeuropa geringeren Produktionsrückgänge nicht zuletzt auch auf die geringeren Produktionskosten zurückzuführen sind. Diese Länder sind nicht nur die größten Steinkohleproduzenten der neuen Mitgliedsländer, sie exportieren auch Steinkohle – in erheblichem Umfang vor allem Polen. Dadurch ist der Saldo aus Export und Import von Steinkohle für die NMK im Gegensatz zur EU-15 positiv. Allerdings ist im Zeitablauf ein deutlicher Rückgang des polnischen und tschechischen Exportüberschusses erkennbar. Dies steht im Zusammenhang mit der Umstrukturierung des Kohlensektors dieser Länder und der hieraus resultierender Produktionsrückgänge.

Tabelle 2–38

Produktion von Steinkohle in Mill. Tonnen

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003e
EU-25	368,6	289,6	222,7	202,3	194,8	189,5	182,4
EU-15	198,3	134,7	98,2	84,1	75,7	71,3	68,4
Deutschland	76,6	58,9	43,8	37,4	30,7	29,2	28,8
Beitrittsländer	170,3	154,9	124,5	118,2	119,1	118,2	114
Tschech. Rep.	22,4	17,7	14,3	14,9	15,1	14,5	13,6
Estland	-	-	-	-	-	-	-
Lettland	-	-	-	-	-	-	-
Litauen	-	-	-	-	-	-	-
Ungarn	0,2	-	-	-	-	-	-
Polen	147,7	137,2	110,2	103,3	104	103,7	100,4
Slowenien	-	-	0,0	-	-	-	-
Slowakei							
Bulgarien	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Rumänien	4,4	1,1	1,1	0,3	0,1	0,0	0,0

2003e: Vorläufige Daten.
Quelle: International Energy Agency, Coal Information, Paris 2004.

Tabelle 2–39

Nettoexporte an Kohlen in Mill. Tonnen Kohlenäquivalenten (Mtce)

	1990	1995	1999	2000	2001	2002	2003e
EU-25	-7,0	-51,6	-98,5	-133,4	-143,7	-138,4	-144,8
EU-15	-45,5	-87,4	-122,9	-156,8	-166,8	-160,3	-164,6
Deutschland	4,3	1,9	-4,7	-30,9	-36,8	-36,1	-35,5
Beitrittsländer	38,5	35,8	24,4	23,4	23,1	21,9	19,8
Tschech. Rep.	3,5	9,7	8,2	6,5	6,3	5,5	4,9
Estland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Lettland	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Litauen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ungarn	-2,3	-3,2	-2,3	-1,5	-1,5	-1,2	-1,4
Polen	37,3	29,3	27,0	23,3	23,3	22,3	21,2
Slowenien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Slowakei	-	-	-8,5	-4,9	-5,0	-4,7	-4,9
Bulgarien	-	-	-	-3,5	-3,3	-	-3,7
Rumänien	-	-	-	-4,1	-2,7	-3,2	-

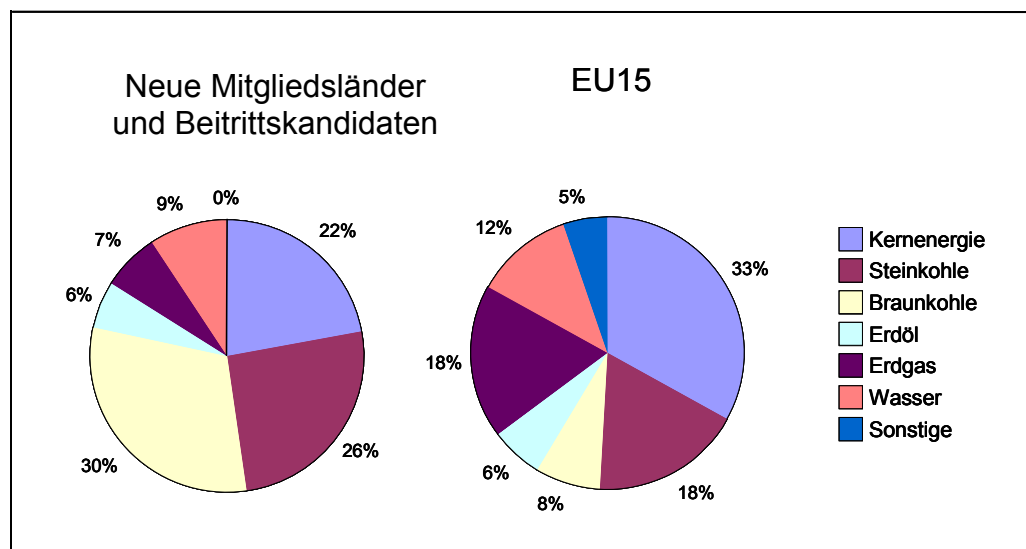
2003e: Vorläufige Daten.
Quelle: IEA/OECD Energy Balances of OECD Countries, Coal Information, Paris 2004.

Bei weitem am meisten Kohlen exportiert unter den neuen Mitgliedsländern Polen, hauptsächlich Kesselkohle. Abnehmerländer polnischer Steinkohle sind überwiegend europäische OECD-Länder. Von den gesamten polnischen Exporten an Kesselkohle wurden im Jahr 2003 6,8 Mill. t an Deutschland geliefert, dies entspricht etwa 39 % der polnischen Exporte und knapp einem Viertel der deutschen Importe von Kesselkohle. Zwischen 1995 und 2002 haben die polnischen Exporte Richtung Deutschland, Österreich und, Großbritannien kontinuierlich zugenommen, bis 2001 auch nach Frankreich. Die Lieferungen in andere Länder, insbesondere in Mittel- und Osteuropa, nehmen ab.¹⁶

Steinkohle und Braunkohlen werden überwiegend zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Die Verbräuche in anderen Sektoren gingen im Zeitablauf tendenziell zurück. Dies gilt insbesondere für den Sektor Kleinverbraucher und Haushalte, in dem die Wärmeerzeugung in den vergangenen Jahren stärker auf Erdgas und Heizöl umgestellt wurde.

Abbildung 2-13

Nettostromerzeugung nach Energieträgern in den NMK und in der EU-15 in % im Jahr 2002



¹ Bulgarien, Rumänien.

Quelle: Eurelectric, EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects for the European electricity sector (1980-1990, 2000-2020), Brussels 2004.

¹⁶ Die Bedeutung tschechischer Lieferungen ist relativ gering. Der Anteil der Importe tschechischer Kesselkohle an den gesamten deutschen Importen bei Kesselkohle lag 2003 unter 3 %.

Tabelle 2–40

Verbrauch von Kohlen nach Sektoren (in Millionen Tonnen)

	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Polen						
Kesselkohle	119,93	90,42	70,04	70,54	69,35	71,60
Strom- und Wärmeerzeugung	77,55	55,81	51,63	52,10	50,18	52,45
Industrie	6,74	16,11	9,70	8,25	7,37	6,25
Haushalte und Kleinverbraucher	14,60	15,48	8,10	9,12	8,78	8,14
Nichtenergetischer Verbrauch	0,01	0,02	0,01	0,01	0,02	0,01
Kokskohle	..	17,41	13,33	13,61	12,91	13,77
Strom- und Wärmeerzeugung	0,05	0,05	0,04	0,06
Kokerei	..	15,39	12,26	12,17	11,91	13,76
Industrie	..	-	0,02	0,04	0,01	0,00
Haushalte und Kleinverbraucher	..	-	0,00	0,00	0,00	0,00
Nicht-energetischer Verbrauch	..	-	-	-	-	-
Braunkohlen	67,39	63,20	59,49	59,54	58,17	60,87
Strom- und Wärmeerzeugung	66,92	62,28	59,11	59,17	57,70	60,41
Industrie	0,04	0,15	0,05	0,03	0,03	0,03
Haushalte und Kleinverbraucher	0,06	0,51	0,14	0,16	0,17	0,19
Nicht energetischer Verbrauch	0,00	0,00	-	-	-	-
Slowakei						
Kesselkohle	2,74	2,59	2,06	2,22	1,96	2,26
Strom- und Wärmeerzeugung	1,91	2,07	1,81	1,42	1,35	1,55
Industrie	0,86	0,27	0,22	0,64	0,61	0,72
Haushalte und Kleinverbraucher	0,20	0,25	0,03	0,16	0,01	-
Nicht-energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Kokskohle	3,14	2,75	2,60	2,70	2,77	2,83
Strom- und Wärmeerzeugung	-	-	-	-	-	-
Kokerei	3,13	2,43	2,21	2,19	2,34	2,42
Industrie	0,01	0,00	-	-	-	-
Haushalte und Kleinverbraucher	-	-	0,00	-	-	-
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Braunkohlen	12,48	7,22	4,21	4,31	4,05	3,96
Strom- und Wärmeerzeugung	3,60	5,44	3,58	3,56	2,66	3,40
Industrie	3,35	0,12	0,00	0,42	0,27	0,25
Haushalte und Kleinverbraucher	4,40	1,57	0,61	0,28	1,09	0,29
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-

Tschechische Republik						
Kesselkohle	10,12	7,53	5,75	5,98	5,35	4,72
Strom- und Wärmeerzeugung	-	5,14	3,90	4,10	3,89	3,79
Industrie	6,05	1,56	1,46	1,65	1,34	0,71
Haushalte und Kleinverbraucher	3,83	0,58	0,75	0,69	0,32	0,22
Nicht-energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Kokskohle	9,94	6,65	4,97	5,19	4,86	4,77
Strom- und Wärmeerzeugung	-	-	-	-	-	-
Kokerei	8,54	6,61	4,56	4,67	4,60	4,58
Industrie	1,40	0,04	0,04	0,05	0,05	0,19
Haushalte und Kleinverbraucher	-	-	-	-	-	-
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Braunkohlen	71,77	52,30	50,37	47,93	46,90	49,15
Strom- und Wärmeerzeugung	37,48	40,77	41,15	41,92	40,68	40,40
Industrie	13,08	3,69	4,94	2,62	2,72	4,26
Haushalte und Kleinverbraucher	15,20	4,13	1,49	1,40	1,41	2,25
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Ungarn						
Kesselkohle	-	-	-	-	0,29	0,36
Strom- und Wärmeerzeugung	-	-	-	-	0,04	0,16
Industrie	-	-	-	-	0,12	0,06
Haushalte und Kleinverbraucher	-	-	-	-	0,13	0,14
Nicht-energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Kokskohle	0,97	1,40	1,28	0,93	0,55	0,78
Strom- und Wärmeerzeugung	-	-	-	-	-	0,01
Kokerei	0,96	1,40	1,28	0,93	0,55	0,77
Industrie	0,00	-	-	-	-	-
Haushalte und Kleinverbraucher	0,01	-	-	-	-	-
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Braunkohlen	19,33	15,53	14,48	14,32	13,22	13,55
Strom- und Wärmeerzeugung	14,53	13,83	13,60	13,37	12,72	13,02
Industrie	0,65	0,22	0,14	0,18	0,03	0,04
Haushalte und Kleinverbraucher	2,18	1,04	0,55	0,62	0,40	0,39
Nicht energetischer Verbrauch	-	-	-	-	-	-
Quelle: International Energy Agency, Coal Information, Paris 2005.						

Der Anteil von Kohlen an der Nettostromerzeugung hat sich im Zeitraum 1990 bis 2003 wenig verändert. Für die neuen Mitgliedsländer insgesamt sowie Rumänien und Bulgarien blieb der Anteil der Steinkohle unverändert, der Anteil der Braunkohlen hat sich leicht vermindert. Insgesamt ist der Beitrag von Kohlen zur Stromproduktion in den neuen Mitgliedsländern sowie Bulgarien und Rumänien weitaus größer als in der alten EU-15 und auch weitaus größer als in Deutschland.

2.6 Mineralöl

Das Wichtigste in Kürze

Die NMK sind – abgesehen von Rumänien – nur mit geringen Ölressourcen ausgestattet und decken daher ihren Bedarf hauptsächlich durch Rohölimporte, vor allem aus Russland. Künftig sollen Ölprodukte entsprechend den Anforderungen der EU auch verstärkt aus Biomasse erzeugt werden. Dass die NMK die absehbaren Defizite der alten Mitgliedsländer beim Ausbau der Biokraftstoffproduktion ausgleichen könnten, ist allerdings eher unwahrscheinlich.

Die Raffinerien in den neuen Mitgliedsländern haben inzwischen eine ähnlich große Verarbeitungstiefe erreicht wie Deutschland. Auch umwelttechnisch sind die Raffinerien in den NMK in den letzten Jahren erheblich verbessert worden. Bei Einführung schwefelarmer Kraftstoffe haben einige dieser Raffinerien sogar eine Vorreiterrolle eingenommen. Um den steigenden Mineralölverbrauch decken zu können, werden die Kapazitäten in Polen derzeit ausgebaut, in anderen Ländern wird ebenfalls über derartige Schritte nachgedacht.

Deutschland exportiert derzeit mehr Mineralölprodukte in die NMK als es von diesen bezieht. Das zeigt, dass die deutschen Raffinerien die Chance genutzt haben, nach Öffnung der Märkte ihre Produkte verstärkt in den osteuropäischen Nachbarstaaten abzusetzen. Es ist allerdings auch nicht ausgeschlossen, dass künftig Raffinerien aus einzelnen NMK zu ernsthaften Wettbewerbern für deutsche Raffinerien auch auf dem deutschen Markt werden.

2.6.1 Einleitung

Während Mineralöl in Deutschland und in der EU-15 den bei weitem größten Beitrag zur Deckung des Energiebedarfs leistete, steht es in den meisten neuen Mitgliedsstaaten an zwei-

ter Stelle nach der Kohle. Künftig wird der Mineralölbedarf vor allem aufgrund des expandierenden Individualverkehrs in diesen Ländern steigen.

2.6.2 Reserven und Ressourcen

Unter den neuen Mitglieds- und den Kandidatenländern verfügt Rumänien über die bei weitem größten konventionellen Ölressourcen. Mit etwa 1 Mrd. Tonnen war das ursprüngliche Gesamtpotential (EUR) knapp ein Fünftel so groß wie in Großbritannien, aber immerhin mehr als dreimal so groß wie in Deutschland und etwa neun mal so groß wie in Polen und Ungarn. Die konventionellen Ölressourcen der übrigen neuen Mitglieds- und Kandidatenländer sind gering.

Im Vergleich zu Deutschland und der EU-15 haben die meisten NMK ihre Ölressourcen bisher erst zu einem geringeren Teil ausgebeutet. Wird die Produktion des Jahres 2001 zu dem verbliebenen Ressourcenpotential (Reserven und noch nutzbare Ressourcen) in Relation gesetzt, so ergibt sich eine rechnerisch noch mögliche Produktion in Deutschland und in der EU-15 von 20 Jahren, in Polen von 79, in Rumänien von 52, in Ungarn von 29 und in den übrigen neuen Mitgliedsländern sowie in Bulgarien von 60 Jahren. Die eigene Rohölgewinnung reicht allerdings in keinem dieser Länder aus, um den Ölverbrauch zu decken. Die günstigste Position hat hierbei Rumänien. Es kann derzeit immerhin etwa zwei Drittel seines Bedarfes durch die eigene Produktion decken. Mit steigendem Ölverbrauch wird diese Quote allerdings sinken.

Tabelle 2–41

Reserven und Ressourcen von konventionellem Öl in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU nach dem Stand Ende 2004

	in Millionen Tonnen					verbleibende Jahre der Produktion		
	Gesamtpotential (EUR)	kumulierte Förderung	Förderung	Reserven	verbleibende Ressourcen	Reserven	Ressourcen	Insgesamt
			Jahr 2004					
Bulgarien	16	9	0	2	5	20	50	70
Litauen	25	3	0	2	20	7	67	73
Polen	122	56	1	26	40	26	40	66
Rumänien	1016	726	6	130	160	23	28	51
Slowakei	7	1	0	1	5	10	50	60
Tschech. Rep.	20	8	0	2	10	7	33	40
Ungarn	127	93	1	14	20	12	17	29
Deutschland	340	269	4	51	20	15	6	21
EU-15	6782	4037	129	1265	1480	10	11	21
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004, Kurzstudie, Stand 31.12.2004. Berechnungen des DIW Berlin.								

Neben konventionellen Ölressourcen verfügen Estland und Deutschland auch über hier nicht berücksichtigte Ölressourcen in Form von Ölschiefer (620 bzw. 318 Mill. t). In größerem Umfang nutzbar sind aber wohl nur 400 Mill. t Ölschieferressourcen in Estland, das wäre immerhin mehr als das Gesamtpotential Deutschlands an konventionellen Ölreserven.

Neben nicht erneuerbaren fossilen Ölressourcen kann Öl auch auf Basis von Biomasse erzeugt werden. Die Direktive 2003/30/EC zur Förderung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor sieht für 2010 vor, dass 5,75 % (energetisch) des gesamten Kraftstoffeinsatzes (Benzin und Diesel) in der EU durch solche Energieträger gedeckt werden soll.

Nach Einschätzung des Instituts für Energetik und Umwelt reicht das für die EU-15 ermittelte Potential dafür nicht aus. Um das Ziel insbesondere für den Dieselmotor zu erreichen sind demnach in erheblichem Umfang Importe notwendig.¹⁷

Auf kommerzieller Basis genutzt werden derzeit Bioethanol (und sein Derivat ETBE) und Biodiesel, die aus zuckerhaltigen landwirtschaftliche Produkten (z.B. Zuckerrüben) bzw. Pflanzenölen (z.B. Raps oder Sonnenblumen) gewonnen werden. Ihr Anteil am Diesel- und

¹⁷ IE, 2004.

Benzinverbrauch¹⁸ in der EU lag im Jahr 2004 bei 0,3 %.¹⁹ Nach den vorliegenden Berichten der NMK zum Stand der Nutzung von Biokraftstoffen lag der Anteil von Biokraftstoffen 2004 dort eher etwas niedriger als im Durchschnitt der EU, der energetische Anteil der Biokomponenten schwankte zwischen 0 % (Ungarn, Estland) und 0,5 % (Slowakei). Obwohl das Ziel eines Anteils von 5,75 % in 2010 in den meisten neuen Mitgliedsländer nur schwer zu erreichen sein wird, stellt sich lediglich Ungarn mit Hinweis auf seine spezifisch geringen landwirtschaftlichen Erträge je Hektar explizit auf ein niedrigeres Ziel ein.²⁰

Um Biokraftstoffe in dem nach der EU-Direktive erforderlichen Umfang mit der derzeit verfügbaren kommerziellen Technik erzeugen zu können, müssen dafür entsprechende Landflächen bereitgestellt werden. Wird von (relativ hohen) Durchschnittserträgen pro Hektar und Jahr von 1090 Liter Rapsölmethylester (RME), 2275 Liter Ethanol auf Getreidebasis und 2700 Liter Ethanol auf Zuckerrübenbasis ausgegangen, dann müssten in der EU-15 etwa 6 bis 25 % (in der EU-25 etwa 5 bis 19 %) der landwirtschaftlich nutzbaren Flächen für die Produktion von Biokraftstoffen genutzt werden. Die geringste spezifische Landfläche wird bei Einsatz von Zuckerrüben benötigt.²¹ Mit Zuckerrüben kann aber keinesfalls der gesamte Bedarf an Biokomponenten gedeckt werden. Bei gleichen Beiträgen der drei Pflanzenarten zum EU-Ziel würden über 10 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche benötigt, der Umfang der in

¹⁸ Gefördert wurde diese Entwicklung durch die Agrarreform der EU im Jahr 1992 und die damit verbundene Stilllegung von landwirtschaftlichen Flächen. Biodiesel wird z.B. in Italien überwiegend für Raumheizungszwecke eingesetzt.

¹⁹ Tzimas, 2004.

²⁰ Nach den Berichten der einzelnen Länder zeichnen sich folgende Entwicklungen ab. In der Tschechischen Republik wurde die Entwicklung und der Einsatz von Biodiesel als RME (Rapsölmethylester) durch Subventionierung der Produzenten gefördert. RME wird bis zu 31 vol.% dem Diesel beigemischt. Durch Steuervergünstigungen wird außerdem sichergestellt, dass die Biokomponente in der Dieselmischung von der Mineralölsteuer befreit ist. Nach erfolgreichen Pilotprojekten in der Raffinerie Kralupy wird die Produktion von Bioalkohol, das unverbleitem Benzin beigemischt wird, bereits im Jahr 2006 die von RME übertreffen. Damit wird die Produktion von Biokraftstoffen in diesem Jahr sogar über dem Zielwert der EU liegen. Bis zum Jahr 2010 wird angestrebt, dass RME einen Anteil von 3,1 % am Dieselabsatz und Bioethanol von 6,6 % (jeweils energetisch) am Benzinabsatz erreicht. Die Tschechische Republik wird damit leicht unter dem Zielwert für die EU für 2010 bleiben.

In Ungarn wurde in 2003 noch überhaupt keine Biokraftstoffe produziert. Seit Januar 2005 wird für in Diesel beigemischten Biodiesel die Verbrauchssteuer rückerstattet. Aufgrund von Fördermaßnahmen wird erwartet, dass Biokraftstoffe 2005 einen energetischen Anteil von 0,4 bis 0,6 % erreichen. Vor allem relative geringe Erträge pro Hektar behindern in Ungarn das Erreichen des EU-Ziels bis 2010. In Estland wurde im Jahr 2003 Biokraftstoff weder als Beimischung noch pur eingesetzt. Die Planungen für die Zukunft sollen trotzdem auf das Erreichen des EU-Ziels ausgerichtet werden. In Lettland machen Biokraftstoffe im Jahr 2004 immerhin 0,25 % des Kraftstoffverbrauchs aus, die Regierung ist jedoch zuversichtlich, das EU-Ziel von energetisch 5,75 % bis 2010 zu erreichen. Litauen fördert den Einsatz von Biokraftstoffen durch Steuervergünstigungen, Angaben zum Stand und den Aussichten für den Ausbau werden im aktuellen Bericht an die EU-Kommission nicht gemacht. In Polen hatte Bioethanol im Jahr 2004 einen energetischen Anteil von 0,3 % am Kraftstoffverbrauch. Angaben zur künftigen Entwicklung werden nicht gemacht. Der Anteil der Biokomponenten in Kraftstoffen betrug in der Slowakei im Jahr 2004 0,5 %. Bis 2010 wird eine energetischer Anteil von 5,75 % angestrebt.

²¹ Von den Beitrittskandidaten können Zuckerrüben lediglich in Bulgarien und Rumänien in größerem Umfang angebaut werden.

der EU stillgelegten landwirtschaftlichen Flächen, auf denen Raps oder Getreide zur Weiterverarbeitung in Kraftstoffe angebaut werden könnte, beträgt derzeit aber nur etwa 7,5 % der gesamten landwirtschaftlich nutzbaren Fläche. In den neuen Mitgliedsländern sind die Voraussetzungen für die Nutzung von Biokraftstoffen insgesamt nicht günstiger als in den alten Mitgliedsländern, da die größeren landwirtschaftlichen Flächen bzw. geringeren Kosten durch niedrigere Erträge je Hektar ausgeglichen werden.²²

Insgesamt erscheint nach dem inzwischen erreichten Stand der Nutzung von Biokraftstoffen in den neuen Mitglieds- und in Kandidatenländern die Erwartung eher unrealistisch, dass diese Länder die absehbaren Defizite der EU-15 bei Erfüllung der Direktive 2003/30/EC bis 2010 ausgleichen könnten. Demnach wird es bis 2010 in erheblichem Umfang zu Importen von Biokraftstoffen und Komponenten aus Ländern außerhalb der erweiterten Union kommen müssen.

Erheblich gesteigert werden könnte das Potential von Biokraftstoffen, wenn auch stark faserhaltige Abfallstoffe aus der Landwirtschaft (z.B. Stroh), Forstwirtschaft oder Holzverarbeitenden Industrie wirtschaftlich genutzt werden könnten. An den entsprechenden Techniken wird gearbeitet. Besonders aussichtsreich erscheint derzeit die sogenannte BTL-Technik, bei der Biomasse zunächst vergast und das gewonnene Synthesegas anschließend zu flüssigen Kraftstoffen (Methanol, Dimethylether und andere Kohlenwasserstoffe) umgewandelt wird. Pilotanlagen sind bereits in Freiberg (Deutschland) und Värnamo (Schweden) in Betrieb. Aufgrund des Einsatzes von Abfällen kann bei Einsatz dieser Technik die Produktion von Biokraftstoffen erhöht werden, ohne dass die Landnutzung entsprechend gesteigert werden müsste. Die BTL-Technik könnte daher dazu beitragen, den Marktanteil von Biokraftstoffen nach dem Jahr 2010 weit über das EU-Ziel von knapp 6 % zu steigern, bei voller Ausschöpfung des technischen Potentials könnte ein Anteil von maximal 15 % erreicht werden.²³

2.6.3 Produktion, Importe und Verbrauch von Erdöl

Von den neuen Mitgliedsländern und Beitrittskandidaten gewinnt Rumänien bei weitem am meisten Rohöl. Nach einem Rückgang in der ersten Hälfte der neunziger Jahre hat sich die Produktion danach stabilisiert und ist 2002 kräftig auf über 7 Millionen Tonnen angezogen. Der zweitgrößte mittelosteuropäische Rohölproduzent ist Ungarn. Allerdings war die ungari-

²² Tzimas, 2004.

sche Rohölgewinnung in der zweiten Hälfte der neunziger Jahren stark rückläufig. Im Jahr 2002 hat sie sich bei 1,6 Millionen Tonnen stabilisiert. Polen konnte seine Ölgewinnung seit Mitte der neunziger Jahre auf 0,8 Mill. t verdoppeln. Insgesamt produzieren die neuen Mitgliedsländer und die beiden berücksichtigten Beitrittskandidaten 10,5 Millionen Tonnen, das ist ungefähr ein Sechzehntel der Ölgewinnung in der EU-15, und immerhin mehr als doppelt so viel wie in Deutschland.

Tabelle 2–42

Gewinnung von Rohöl – in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Bulgarien	0,06	0,04	0,04	0,03	0,04	0,03
Estland						
Lettland						
Litauen		0,13	0,32	0,48	0,45	0,39
Polen	0,17	0,33	0,70	0,82	0,77	0,78
Rumänien	7,70	6,83	6,16	6,10	7,12	6,93
Slowakei	0,08	0,08	0,06	0,09	0,05	0,05
Slowenien	0,00	0,00	0,02		0,00	
Tschechische Republik	0,18	0,23	0,38	0,36	0,41	0,47
Ungarn	2,27	2,29	1,68	1,57	1,63	1,61
Summe	10,46	9,93	9,36	9,45	10,47	10,26
Deutschland	4,71	3,54	3,94	3,96	4,23	4,41
EU-15	121,18	163,73	164,43	152,78	155,67	145,63
Quellen: IEA (2005): Energy Balances of OECD Countries. Paris, IEA (2005): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.						

In den betrachteten Ländern wurden 2002 insgesamt gut 17 % des Inlandsbedarfs durch die eigene Ölgewinnung gedeckt. Das war deutlich mehr als in Deutschland, welches – auch bedingt durch den höheren Öleinsatz – nur eine Quote von gut 3 % erreichte. Im Vergleich zur EU-15 ist der Eigenbeitrag zur Ölversorgung in den neuen Mitgliedsländern und in den beiden betrachteten Beitrittskandidaten etwa zehn Prozentpunkte niedriger; das liegt vor allem an der großen Ölgewinnung in Großbritannien.

In keinem der betrachteten Länder reicht die Gewinnung von Erdöl aus, um den jeweiligen Inlandsbedarf zu decken, Rumänien konnte immerhin 70 % seines Bedarfes selbst gewinnen, Ungarn etwa ein Viertel, Litauen ein Fünftel. In den übrigen Ländern deckt die eigene Ölgewinnung nur wenige Prozente des Bedarfs.

²³ Report of the alternative fuels contact group: market development of alternative fuels, December 2003.

Tabelle 2–43

Primärenergieverbrauch von Erdöl – in Millionen Tonnen Öleinheiten (Mtoe)

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Bulgarien	9,70	6,29	4,16	4,24	4,42	4,60
Estland	1,27	0,92	0,71	0,76	0,78	0,73
Lettland	2,81	2,07	1,19	1,26	1,20	1,27
Litauen	4,01	3,05	2,20	2,42	2,34	2,19
Polen	13,23	16,02	19,58	19,99	20,12	20,24
Rumänien	18,25	13,21	9,70	10,62	10,24	10,32
Slowakei	4,71	3,43	2,87	2,85	3,28	3,13
Slowenien	1,63	2,34	2,45	2,52	2,44	2,49
Tschechische Republik	9,94	7,98	7,89	8,39	8,52	8,77
Ungarn	8,51	7,47	6,86	6,62	6,49	6,30
Summe	74,06	62,78	57,61	59,67	59,83	60,04
Deutschland	126,47	135,64	131,72	134,49	128,83	126,51
EU-15	549,05	579,55	593,42	606,85	597,47	604,31
Quellen: IEA (2005): Energy Balances of OECD Countries. Paris, IEA (2005): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.						

Werden die Nettoimporte (Rohöl und Mineralölprodukte) zum Primärenergieverbrauch in Relation gesetzt, dann wird die starke Abhängigkeit dieser Länder von Importen deutlich. Insgesamt trugen in den betrachteten neuen Mitgliedsländern und in den beiden Kandidatenländern die Nettoimporte von Rohöl und Mineralölprodukten im Jahr 2002 knapp 89 % zur Ölversorgung bei, das waren knapp 9 Prozentpunkte mehr als in der EU-15. Immerhin war diese Ländergruppe noch etwas weniger abhängig als Deutschland, das im Jahr 2002 für seine Ölversorgung zu 97 % auf Nettoimporte angewiesen war. Einige NMK importierten netto sogar mehr als sie verbrauchten, weil sie im betrachteten Zeitraum ihre Bestände aufgestockt haben.

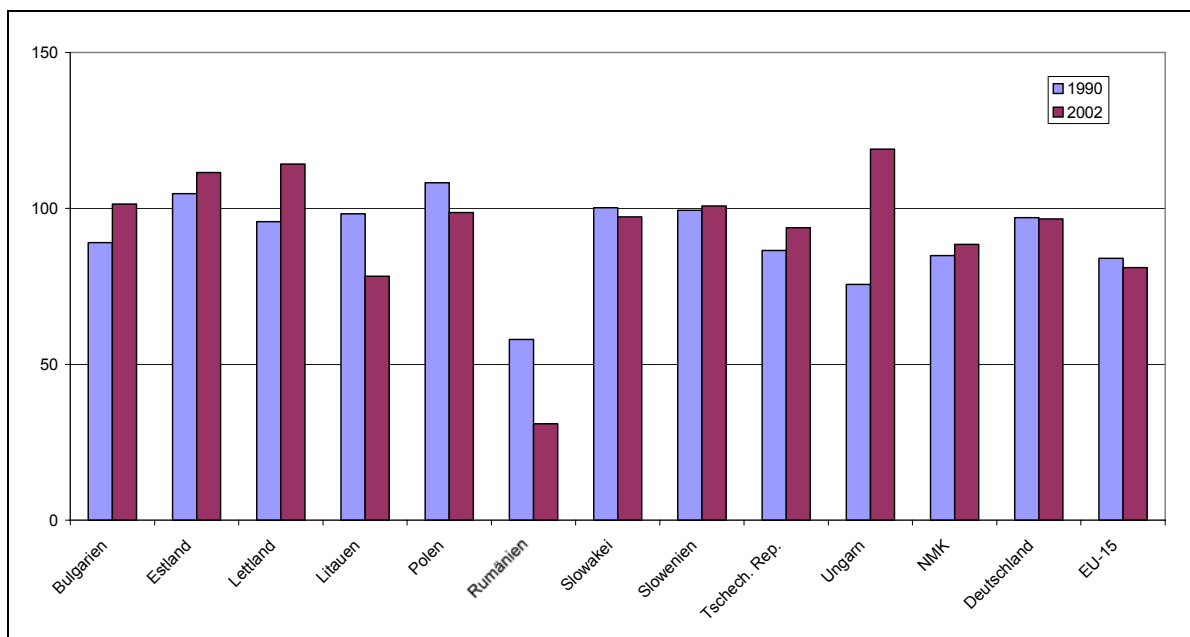
Tabelle 2–44

Nettoimporte von Rohöl und Produkten in % der Primärenergieverbrauchs

Land	1990	1995	2000	2001	2002	2003
Bulgarien	89,0	104,3	98,1	100,9	101,4	101,1
Estland	104,7	115,2	116,9	110,5	111,5	113,7
Lettland	95,7	101,9	95,0	117,5	114,2	116,5
Litauen	98,3	120,0	99,1	77,3	78,2	93,6
Polen	108,2	960,9	101,9	96,0	98,7	100,6
Rumänien	58,0	48,9	34,1	44,6	30,9	31,5
Slowakei	100,2	106,4	92,3	96,1	97,3	97,4
Slowenien	99,4	97,9	100,8	98,0	100,8	101,2
Tschechische Republik	86,5	98,9	95,6	97,7	93,8	96,0
Ungarn	75,6	71,2	75,9	71,5	119,0	76,3
Summe	84,9	86,9	85,7	84,7	88,5	85,7
Deutschland	97,0	97,7	96,7	98,8	96,6	99,8
EU-15	84,0	77,0	80,0	82,0	81,0	83,8

Quellen: IEA (2005): Energy Balances of OECD Countries. Paris, IEA (2005): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.

Abbildung 2-14

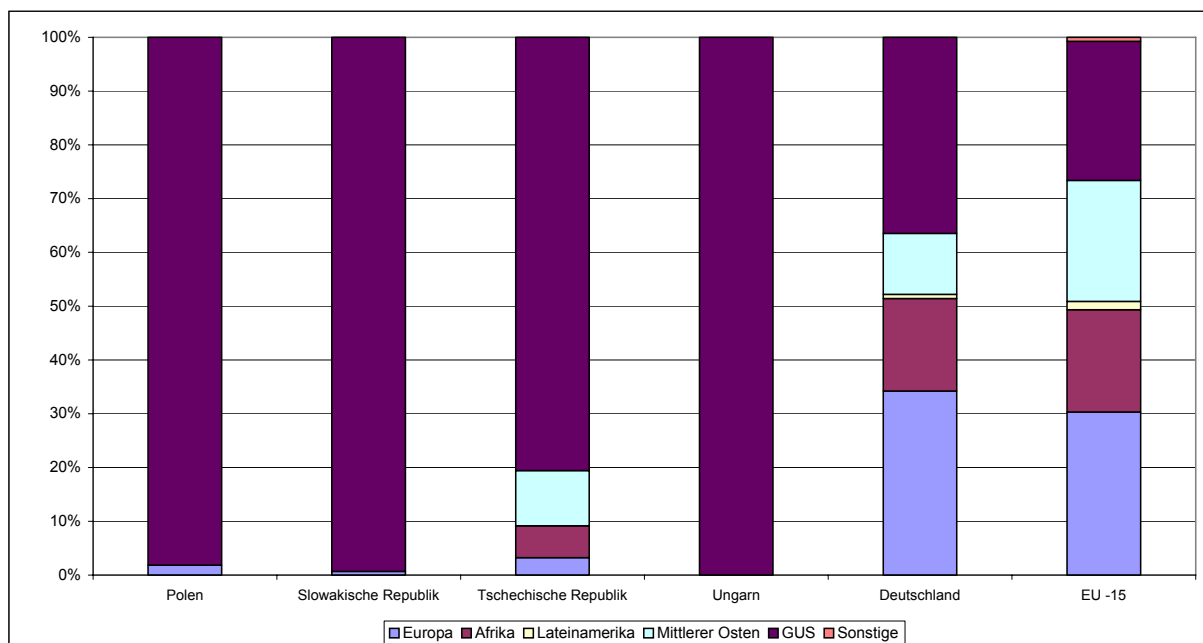
Nettoimporte von Rohöl und Produkten in % der Primärenergieverbrauchs

Quellen: IEA (2005): Energy Balances of OECD Countries. Paris, IEA (2005): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.

Die regionale Struktur der Rohölimporte der neuen Mitglieds- und der Kandidatenländer ist durch eine große Abhängigkeit von Lieferungen aus Russland bzw. den GUS-Staaten gekennzeichnet. Dieses Öl ist etwas schwerer als etwa das Brent-Rohöl (32 im Vergleich zu 38,5

API) und hat einen deutlich höheren Schwefelgehalt (1,3 anstelle von 0,4 %). Lediglich die Tschechische Republik kann inzwischen durch einen Anschluss ihrer Raffinerien an die TAL in größerem Umfang auf Rohöl aus dem Mittelmeerraum zurückgreifen. Polen setzt zwar ebenfalls fast ausschließlich Rohöl aus der GUS ein, grundsätzlich besteht für dieses Land aber die Option, Rohöl auch in größerem Umfang über den Hafen Danzig zu beschaffen.²⁴ In Deutschland entfallen immerhin 37 % der Rohölimporte auf die GUS-Staaten und knapp 35 % auf die Nordsee. In der EU-15 hat das Nordseerohöl den größten Anteil an den Importen.

Abbildung 2-15

Regionale Struktur der Rohölimporte im Jahr 2003 in %

Quellen: IEA (2005): Energy Balances of OECD Countries. Paris, IEA (2005): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.

Von den neuen Mitgliedsländern exportieren die Slowakei und Ungarn insgesamt mehr Mineralölprodukte als sie importieren, die übrigen neuen Mitgliedsländer wie auch Deutschland importieren dagegen im Saldo mehr. Werden die Lieferverflechtungen zwischen den neuen Mitgliedsländern und Deutschland im einzelnen betrachtet, so zeigt sich, dass alle Länder mit Ausnahme von Ungarn mehr Mineralölprodukte aus Deutschland beziehen als sie nach Deutschland liefern. Vor allem Polen bezieht in erheblichem Umfang Mineralölprodukte aus

²⁴ Durch eine existierende Verbindung vom Hafen Danzig zur Freundschaftspipeline könnte gegebenenfalls in Danzig angeladetes Rohöl in die Freundschafts-Pipeline eingespeist werden.

Deutschland – und zwar sowohl Benzin als auch Gasöl/Dieselöl. Die Tschechische Republik hat mit Deutschland ebenfalls eine negative Handelsbilanz mit Mineralölprodukten, der Importüberhang ist allerdings deutlich geringer als im Fall Polens. Das liegt daran, dass der negative Handelssaldo beim Benzin zum Teil durch Exportüberschüsse der Tschechischen Republik bei Gasöl/Dieselöl ausgeglichen wird. Ungarn liefert vor allem Gasöl/Dieselöl nach Deutschland. Mit der Slowakei bestehen nur sehr geringere Handelsverflechtungen.

Tabelle 2–45

Außenhandel mit Mineralölprodukten im Jahr 2003 - in 1000 Tonnen

		Importe						Alle Länder
		PL	SK	CZ	H	D	Summe	
	Abk.	Produkte insgesamt						
Exporte								
Polen	PL		14	537	11	97	659	2066
Slowakei	SK						0	3278
Tschechische Republik	CZ	154	210		87	108	559	1111
Ungarn	H	125	21	14		484	644	2457
Deutschland	D	623	60	638	23		1344	18846
Summe		902	305	1189	121	689	3206	27758
Alle Länder		4441	820	3116	1827	36086		
		Benzin						
Exporte								
Polen	PL		7	192	2		201	418
Slowakei	SK						0	1130
Tschechische Republik	CZ	55	62		20		137	184
Ungarn	H					16	16	343
Deutschland	D	172		129	12		313	4155
Summe		227	69	321	34	16	667	6230
Alle Länder		537	246	986	288	5204		
		Gas-/Dieselöl						
Exporte								
Polen	PL			132			132	161
Slowakei	SK						0	1587
Tschechische Republik	CZ	39	87		45	27	198	640
Ungarn	H	121				446	567	1376
Deutschland	D	225		174			399	6328
Summe		385	87	306	45	473	1296	10092
Alle Länder		1376	233	1280	923	14633		
Quelle: IEA (2005): Oil Information 2005, Paris.								

2.6.4 Raffineriekapazitäten

Die neuen Mitgliedsländer und die beiden hier zu berücksichtigenden Beitrittskandidaten verfügten im Jahr 2003 über Raffinerien mit Destillationskapazitäten von insgesamt etwa 86 Millionen Tonnen, das entsprach etwa drei Viertel der deutschen Kapazitäten. Von den neuen Mitgliedsländern und den beiden zu betrachtenden Kandidatenländern verfügen vor allem Rumänien (25 Mill. t), Polen (knapp 18 Mill. t), Litauen (13 Mill. t) und die Tschechische Republik (knapp 10 Mill. t) über große Kapazitäten.

Während die Raffineriekapazitäten in Deutschland seit Mitte der neunziger Jahre um 10 % gesteigert wurden, sind die Kapazitäten in Bulgarien, Rumänien und Ungarn im gleichen Zeitraum zurückgegangen, besonders stark in Bulgarien. In den übrigen neuen Mitgliedsländern blieben die Raffineriekapazitäten in diesem Zeitraum weitgehend unverändert.

Tabelle 2–46

Kapazität der Atmosphärischen Destillationsanlagen von Raffinerien in Millionen Tonnen pro Jahr

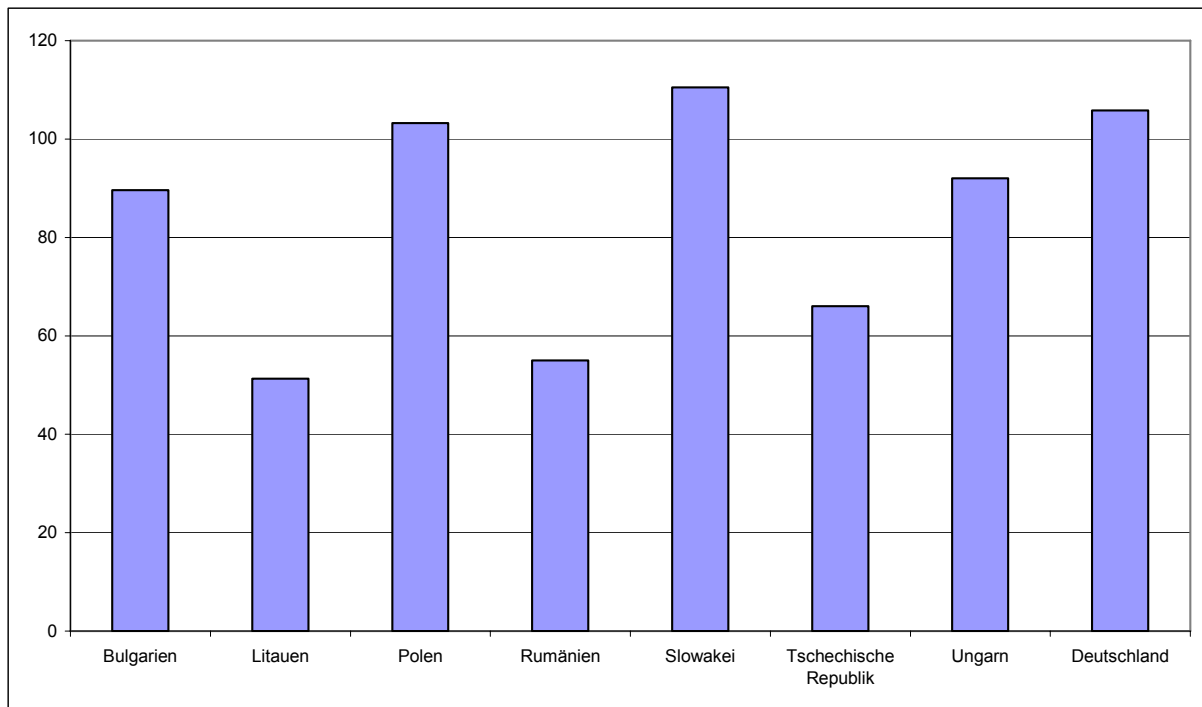
Land	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Bulgarien	15,1	15,1	16,3	6,7	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Litauen	13,2	12,0	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2
Polen	17,7	17,7	18,3	19,2	19,2	19,2	19,2	17,6	17,6
Rumänien	32,8	27,9	27,1	26,1	25,0	25,2	25,2	25,1	25,1
Slowak. Republik	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8	5,8
Slowenien	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
Tschech. Republik	9,4	9,4	9,4	9,9	9,3	9,9	9,9	9,9	9,9
Ungarn	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	11,7	8,1	8,1	8,1
Summe	106,1	100,1	102,3	93,1	90,5	91,4	87,8	86,1	86,1
Deutschland	104,9	104,0	107,7	110,8	112,2	111,4	111,4	111,8	112,9
EU-15	542,6	543,6	548,1	558,7	547,9	553,0	553,1	556,7	558,3
Europa insgesamt	682,3	692,0	698,8	697,6	686,5	803,7	689,1	689,6	690,6

Quellen: Oil&Gas Journal, diverse Ausgaben; eigene Berechnungen des DIW Berlin.

Wird der Output der Raffinerien zu ihrer Kapazität in Relation gesetzt, dann wird deutlich, dass die Raffinerien in Litauen und Rumänien im Jahr 2002 nur etwa zur Hälfte ausgelastet waren. Offensichtlich waren die Raffinerien in diesen Ländern bis zu diesem Jahr noch nicht ausreichend an die Nachfragestrukturen und an die geforderten Umweltqualitäten auf dem europäischen Markt angepasst worden. Die Raffinerien in der Tschechischen Republik waren zu etwa zwei Drittel ausgelastet, eine deutlich höhere Auslastung hatte Bulgarien (etwa 90 %) bereits erreicht, allerdings liegt dem vor allem die drastische Reduktion der Kapazitäten

zugrunde. In Polen wie in der Slowakei (und auch in Deutschland) beträgt die Auslastung rechnerisch über 100 %.²⁵

Abbildung 2-16

Auslastung¹ der Raffineriekapazitäten im Jahr 2002 in %

¹ Output in % der atmosphärischen Destillationskapazität.

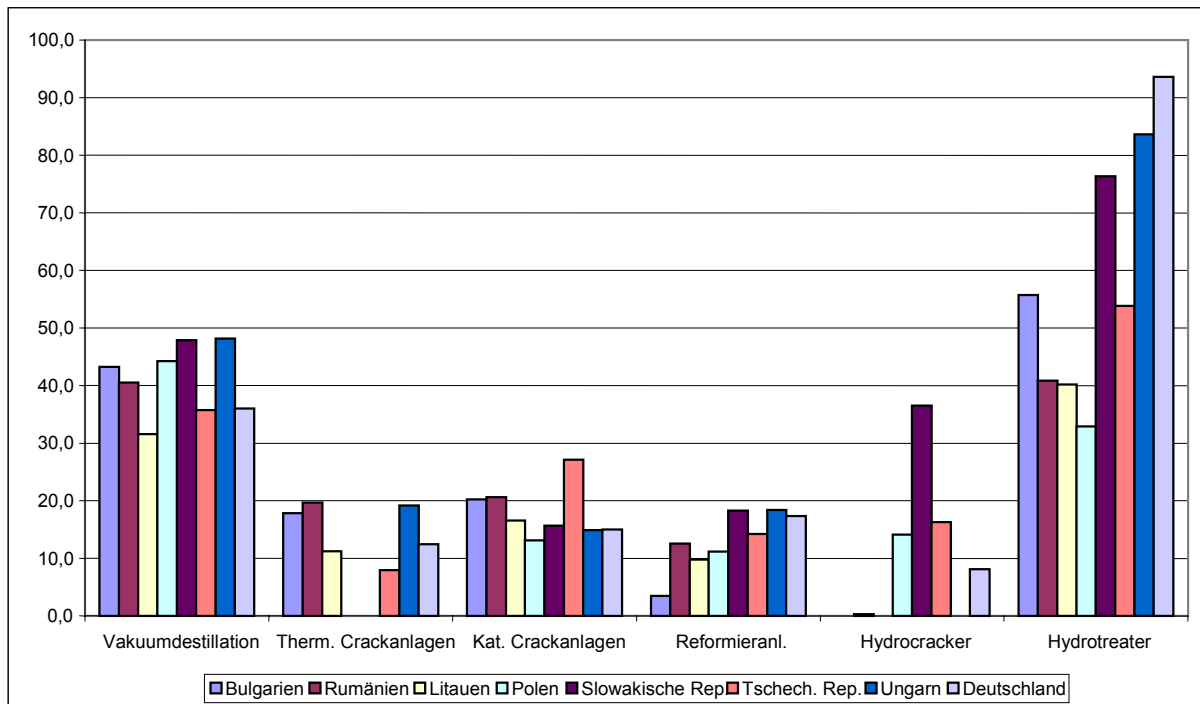
Quelle: Oil&Gas Journal, Dec. 23, 2002: 2002 Worldwide Refining Survey. IEA: Oil information 2004. Paris 2004.

Werden die Kapazitäten der Nachverarbeitungsanlagen zu den Kapazitäten der Atmosphärischen Destillation in Relation gesetzt, die das Rohöl zunächst durchlaufen muss, dann zeigt sich, dass die Raffinerien in den neuen Mitgliedsländern im Jahr 2003 insgesamt eine mit Deutschland vergleichbare Verarbeitungstiefe erreicht haben. Allerdings müssen die Raffinerien dieser Länder auch einen größeren Verarbeitungsaufwand betreiben, um einen ähnlich hohen Anteil leichter Produkte zu produzieren wie in Deutschland, da sie immer noch überwiegend schweres und relativ stark schwefelhaltiges Rohöl einsetzen. Abgesehen von Litauen sind dementsprechend die Vakuumdestillationsanlagen, in denen aus den schweren Restprodukten der atmosphärischen Destillation unter Druck leichtere Fraktionen gewonnen werden, relativ zur Atmosphärischen Destillation, größer als in Deutschland.

²⁵ Eine solche Kennziffer kann auf eine Unterschätzung der Kapazitäten, aber auch durch Einsatz von importierten Zwischenprodukten in Nachverarbeitungsanlagen entstehen.

Abbildung 2-17

Kapazitäten im Jahr 2003, atmosphärische Destillation = 100



Quelle: Oil&Gas Journal, Dec. 22, 2003: 2003 Worldwide Refining Survey.

Aufgrund der vorliegenden CO₂-Allokationspläne ist erkennbar, dass die Raffinerien in allen neuen Mitgliedsländern eine kräftige Steigerung der Produktion planen. Die künftig steigende Nachfrage nach Mineralölprodukten soll demnach weitgehend durch den Ausbau der inländischen Produktion gedeckt werden. Bekannt ist, dass in Polen die Kapazität der Raffinerie Danzig von ca. 4,5 auf 6 Millionen Tonnen erhöht werden soll; auch in der Slowakei wird über die Erweiterung der Kapazitäten, eventuell auch in Form eines Neubaus nachgedacht.

2.7 Erdgas

Das Wichtigste in Kürze

Im Vergleich zu Westeuropa waren die Erdgassektoren vieler NMK aufgrund geringer eigener Ressourcen wenig entwickelt. Über nennenswerte eigene Ressourcen verfügen lediglich Rumänien und Polen. Die NMK sind zur Deckung ihres Erdgasbedarfs auf Importe (derzeit aus Russland) angewiesen.

In den vergangenen Jahren ist der Erdgasverbrauch in den NMK leicht gestiegen. Dabei hat in der Struktur des Verbrauchs der Anteil der privaten Haushalte zugenommen. Für die NMK wird Erdgas künftig eine wichtige Rolle in der Energieversorgung spielen; eine weitere deutliche Steigerung des Erdgasverbrauchs wird in Prognosen erwartet.

2.7.1 Reserven und Ressourcen

Unter den neuen Mitglieds- und den Kandidatenländern verfügt Rumänien über die größten konventionellen Erdgasressourcen. Mit etwa 1,9 Mrd. m³ war das ursprüngliche Gesamtpotential (EUR) immerhin knapp halb so groß wie in Großbritannien, und etwa ein Drittel größer als in Deutschland. Von den neuen Mitgliedsländern verfügt vor allem Polen über erhebliche Erdgasressourcen, sie machen gut ein Viertel des ursprünglich in Rumänien verfügbaren Gesamtpotentials aus.

Im Vergleich zu Deutschland und der EU-15 haben die meisten neuen Mitglieds- und die Kandidatenländer ihre Erdgasressourcen bisher weniger stark ausgeschöpft. Während mit dem verbliebenen Potential die Erdgasgewinnung rechnerisch in Deutschland noch 25 und in der EU-15 noch 29 Jahre aufrechterhalten werden könnte, beträgt die „Restnutzungsdauer“ in Rumänien 58 und in Polen immerhin 65 Jahre. Die eigene Produktion reicht in keinem dieser Länder aus, um den Erdgasbedarf zu decken. Rumänien kann dies derzeit immerhin zu etwa drei Viertel.

Tabelle 2–47

Reserven und Ressourcen von konventionellem Erdgas in den neuen Mitglieds- und in den Kandidatenländern der EU Ende 2004

Länder	in Milliarden m ³					Verbleibende Jahre der Produktion		
	Gesamtpotential (EUR)	kum. Förderung	Förderung	Reserven	verbleibende Ressourcen	Reserven	Ressourcen	Insgesamt
			Jahr 2004					
Bulgarien	25	4	0	6	15	20	50	70
Polen	529	215	4	165	150	38	34	72
Rumänien	1895	1185	13	310	400	23	30	54
Slowakei	55	25	0	15	15	75	75	150
Slowenien	0	0	0	0	0	0	0	0
Tschechische Republik	27	13	0	4	10	40	100	140
Ungarn	352	203	3	69	80	22	26	48
Deutschland	1362	893	20	270	200	13	10	23
EU-15	12947	6761	225	3235	3100	14	14	28
Quelle: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2004, Kurzstudie, Stand 31.12.2004. Berechnungen des DIW.								

2.7.2 Produktion, Verbrauch und Importe von Erdgas

In den NMK leistet lediglich in Rumänien die inländische Produktion einen wichtigen Beitrag zur Deckung des Verbrauchs.

Die Produktion der osteuropäischen Länder inklusive Rumäniens erreichte 2002 etwa den Umfang der deutschen Erdgasgewinnung bzw. knapp 9 % der Produktion in der EU-15. Der Erdgasverbrauch der osteuropäischen Länder belief sich auf etwa 15 % des Verbrauchs der alten Mitgliedsländer. Die Nettoeinfuhren betrugen rechnerisch etwa zwei Drittel der deutschen Einfuhren und ein Fünftel der Einfuhren der alten Mitgliedsländer. Im Vergleich zur EU-15 ist der Gassektor osteuropäischer Länder relativ klein.

Tabelle 2–48

Primärerzeugung von Erdgas (in Mtoe)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Estland	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lettland	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Litauen	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Polen	3,2	3,1	3,2	3,3	3,1	3,3	3,5	3,6	3,6
Slowakei	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Slowenien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tschech. Rep.	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
Ungarn	3,8	3,6	3,4	3,0	2,6	2,5	2,5	2,4	2,3
Osteuropäische Beitrittsländer	7,4	7,2	7,0	6,6	6,1	6,1	6,3	6,2	6,2
Bulgarien	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Rumänien	14,4	13,8	11,9	11,2	11,2	11,0	10,8	10,3	10,4
Deutschland	15,1	16,3	16,1	15,7	16,7	15,8	15,9	16,0	15,9
EU-15	167,0	188,9	182,2	181,5	185,7	190,4	191,1	187,3	183,1
EU-25	174,4	196,1	189,1	188,1	191,7	196,5	197,3	193,5	189,3

Quelle: IEA: Energy Balances, diverse Ausgaben.

Tabelle 2–49

Primäraufkommen von Gas (in Mtoe)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Estland	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,7
Lettland	1	0,9	1,1	1	1	1,1	1,3	1,3	1,4
Litauen	2	2,2	2	1,8	1,8	2,1	2,2	2,2	2,4
Polen	9	9,4	9,4	9,5	9,3	10	10,4	10,1	11,26
Slowakei	5,2	5,5	5,6	5,7	5,7	5,8	6,2	5,9	5,67
Slowenien	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,8	0,9	0,8	0,9
Tschech. Rep.	6,6	7,5	7,7	7,7	7,7	7,5	8	7,8	7,8
Ungarn	9,2	10,2	9,7	9,8	9,9	9,7	10,7	10,8	11,9
Osteuropäische Beitrittsländer	34,2	37,1	36,8	36,8	36,9	37,6	40,3	39,4	42,0
Bulgarien	4,6	4,7	3,7	3,1	2,7	2,9	2,7	2,4	2,5
Rumänien	19,2	19,4	15,9	15	13,7	13,7	13,2	13,3	14,7
Deutschland	67,3	75,2	71,9	72,7	72	71,8	75,6	75,6	79,2
EU-15	274,9	305,3	302,5	315,5	329,5	339,1	347,4	349,3	366,1
EU-25	309,2	342,5	339,4	352,3	366,4	376,7	387,7	388,7	408,0

Quelle: IEA: Energy Balances, diverse Ausgaben.

Tabelle 2–50

Nettoeinfuhren von Erdgas (in Mtoe)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Estland	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,6	0,7
Lettland	1,0	0,9	1,1	1,1	1,0	1,1	1,1	1,1	1,4
Litauen	2,0	2,2	2,0	1,8	1,8	2,1	2,2	2,2	2,4
Polen	5,8	6,3	6,6	6,5	6,2	6,6	7,2	6,7	7,5
Slowakei	4,5	5,1	5,2	5,4	5,2	5,7	5,7	5,9	5,5
Slowenien	0,8	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	0,8	0,8	0,9
Tschech. Rep.	6,4	7,6	7,6	7,6	7,4	7,5	7,7	7,9	7,7
Ungarn	5,5	7,3	6,5	7,1	7,3	7,3	7,8	8,7	9,9
Osteuropäische Beitrittsländer	26,5	30,6	30,4	30,7	30,5	31,8	33,2	33,9	36,0
Bulgarien	4,6	4,7	3,9	3,1	2,8	2,7	2,7	2,5	2,4
Rumänien	4,8	5,7	4,0	3,8	2,5	2,7	2,3	3,1	4,2
Deutschland	52,9	60,0	58,1	56,0	57,3	56,9	58,2	60,1	62,4
EU-15	109,2	118,3	124,1	131,4	147,2	155,2	152,2	167,2	180,2
EU-25	135,6	148,9	154,5	162,2	177,7	187,0	185,4	201,1	216,2

Quelle: IEA: Energy Balances, diverse Ausgaben.

Der Verbrauch von Erdgas hat sich in den neuen Mitgliedsländern seit 1995 mengenmäßig um etwa 14 % erhöht. Dies entspricht etwa der Zunahme des Verbrauchs in Deutschland, aber nur der Hälfte des Verbrauchszuwachses in der EU-15. In den einzelnen osteuropäischen Ländern waren dabei die Abweichungen von diesem Trend gering. In Rumänien und Bulgarien war ein Rückgang des Erdgaseinsatzes zu verzeichnen.

In den Beitrittsländern sind Verschiebungen in der Struktur des Erdgasverbrauchs festzustellen. Entfiel 1990 noch mehr als die Hälfte des Erdgasverbrauchs auf die Industrie, so waren es 2002 nur noch rd. 35 %. Dieser Anteil liegt leicht unter ihrem Anteil in der EU-15. Im Gegenzug haben in den Beitrittsländern insbesondere die privaten Haushalte ihren Anteil am Erdgasverbrauch gesteigert, und zwar von 30 % im Jahr 1990 auf etwa 42 % im Jahr 2002. Dies entspricht etwa dem Anteil, der in der EU-15 auf den Sektor private Haushalte entfällt. Insgesamt ist also eine Annäherung der Verbrauchsstruktur in den alten und neuen Mitgliedsländern zu beobachten.

Alle neuen Mitglieds- und Kandidatenländer sind – wie die Tabelle 2–50 zeigt – in erheblichem Maße auf Importe von Erdgas angewiesen. Die Abhängigkeit von Erdgasbezügen aus Russland ist immer noch sehr groß. Die baltischen Staaten, die Slowakei und Bulgarien waren in 2004 noch zu 100 % auf Lieferungen aus diesem Land angewiesen. Eine gewisse Diversi-

fizierung wurde in den vergangenen Jahren beispielsweise in Tschechien, Polen und Slowenien erreicht.²⁶

2.8 Exkurs: Der europäische und deutsche Erdgasmarkt unter besonderer Berücksichtigung der Rolle Russlands

Das Wichtigste in Kürze

Der Bau von Pipelines aus Nordafrika und dem kaspischen Raum sowie ein steigender Einsatz von Flüssiggas werden langfristig zu einer weiteren regionalen Diversifizierung der Erdgasimporte von Europa beitragen. Die Russische Föderation bleibt allerdings der wichtigste Erdgaslieferant für die Europäische Union, insbesondere, wenn die geplante Erweiterung der Importkapazitäten aus Russland realisiert wird.

Insgesamt dürfte mittelfristig ausreichend Erdgas für den Europäischen Markt verfügbar sein, um den Bedarf zu decken. Der wachsende globale Flüssiggasmarkt wird die Anbieterkonkurrenz steigern, insbesondere bei anhaltend hohen oder noch steigenden Erdgaspreisen.

Seit der Aufnahme des internationalen Gashandels in den 70er und 80er Jahren beziehen die Länder der Europäischen Union ihre Gasimporte aus drei wesentlichen externen Quellen: Russland, Norwegen und Algerien. Diese Länder sind heute die wichtigsten Erdgasexporteure auf dem europäischen Markt neben einigen größeren einheimischen Produzenten wie den Niederlanden und Großbritannien.

Die neuen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union weisen bei ihren Erdgasbezügen aufgrund historischer Beziehungen und ihrer geografischen Lage eine starke Abhängigkeit von Exporten aus der Russischen Föderation auf. Man kann aber auch in den neuen Mitgliedstaaten Mittel- und Osteuropas eine größer werdende Diversifizierung der Erdgasimporte beobachten. Diese Entwicklung hin zu einer geringer werdenden Importabhängigkeit von Russland ergibt sich oftmals auch aus neuen Besitzstrukturen in der Gaswirtschaft in diesen Ländern. So kann die tschechische Gashandelsgesellschaft (Transgas) als Tochtergesellschaft eines deutschen Erdgaskonzerns (RWE) von den Verbindungen des Mutterkonzerns mit den traditionellen westeuropäischen Lieferanten profitieren.

²⁶ So importierte bspw. die Tschechische Republik im Jahr 2004 mehr als ein Viertel ihres Erdgasverbrauchs aus

Russland ist für die europäischen Länder ein sehr wichtiger Erdgaslieferant. Mit einer jährlichen Produktion von rund 590 Milliarden Kubikmeter im Jahr 2004 ist Russland der größte Erdgasproduzent weltweit; mit jährlichen Exporten von rund 150 bcm nach Europa (ebenfalls 2004) ist das Land auch weltweit der größte Exporteur.²⁷ Russland verfügt über eine komfortable Reservensituation, um seiner Rolle als wichtiger Erdgasexporteur auch in Zukunft gerecht zu werden. Mit 48.000 bcm verfügt das Land über mehr als ein Viertel der weltweiten gesicherten Erdgasreserven. Die IEA erwartet in ihrem World Energy Outlook 2004, dass Russland seine Erdgasgewinnung von 2003 bis 2030 um knapp ein Drittel erhöht.²⁸ Für Deutschland ist Russland nach wie vor der wichtigste Erdgaslieferant. Im Jahr 2005 kamen aus der Russischen Föderation etwa 40 Mrd. m³, das entsprach etwa 38 % des Erdgasverbrauchs und 42 % der Erdgasimporte von Deutschland. Auch langfristig wird der russische Anteil an den deutschen Erdgasimporten bedeutend bleiben.

Norwegen (vgl. BP, 2005).

²⁷ Für alle Daten in diesem und dem folgenden Absatz vgl. BP (2005), op. cit.

²⁸ IEA, 2003: World Energy Investment Outlook. Paris, OECD.

Tabelle 2–51

Erdgasbezüge der derzeitigen und zukünftigen Mitgliedsstaaten der EU aus Norwegen, der Russischen Föderation und Algerien im Jahr 2004

	Norwegen		Russische Föderation		Algerien		Gesamt- importe
	bcm	%	bcm	%	bcm	%	
EU-15							
Belgien	7,20	37%	0,20	1%	2,85	15%	19,25
Deutschland	26,40	29%	37,74	41%	–		91,76
Finnland	–		4,61	100%	–		4,61
Frankreich	14,65	33%	11,50	26%	6,72	15%	44,68
Griechenland	–		2,20	80%	0,55	20%	2,75
Großbritannien	9,10	80%	–		–		11,40
Irland	–		–		–		3,70
Italien	7,00	10%	21,00	31%	25,70	38%	67,30
Luxemburg	–		–		–		1,30
Niederlande	4,31	32%	2,67	20%	–		13,56
Österreich	0,80	10%	6,00	77%	–		7,80
Portugal	–		–		2,25	63%	3,56
Schweden	–		–		–		1,05
Spanien	2,21	8%	–		14,11	52%	27,25
EU-15	71,67	24%	85,92	29%	52,18	17%	299,97
EU-Beitrittsländer in MOE							
Estland*	–		0,74	100%	–		0,74
Lettland	–		1,40	100%	–		1,40
Litauen	–		2,60	100%	–		2,60
Polen	0,50	5%	7,90	87%	–		9,10
Slowakei	–		7,30	100%	–		7,30
Slowenien	–		0,56	51%	0,44	40%	1,10
Tschech. Rep.	2,62	27%	7,18	73%	–		9,8
Ungarn	–		9,32	85%	–		10,95
MOE	3,12	7%	37,00	86%	0,44	1%	42,99
EU-25			159,93	41%			385,96
EU-Beitrittskandidaten							
Bulgarien	–		2,90	100%	–		2,90
Kroatien	–		1,05	95%	–		1,11
Rumänien	–		4,60	78%	–		5,90
Türkei	–		14,35	65%	3,24	15%	22,18
Kandidaten	–		22,90	71%	–		32,09
Quelle: BP (2005): Putting Energy in the Spotlight – BP Statistical Review of World Energy. London.							
* Werte für 2003, Quelle: IEA, 2004: Natural Gas Information. Paris, OECD.							

Bislang kommt Erdgas aus Russland über mehrere Pipeline-Systeme nach Mittel- und Westeuropa. Die „traditionellen“ Transport-Routen in Richtung Westen verlaufen über die Ukraine bis zur slowakischen (bzw. ungarischen oder polnischen) Grenze und haben eine Gesamtkapazität von

pazität von ca. 120 bcm/Jahr.²⁹ Verschiedene kleinere Pipelines beliefern zusätzlich die Länder Mittel- und Osteuropas (Rumänien, Bulgarien, Baltikum, etc). Russland hat ein Interesse daran, den Anteil seiner Exporte durch die Ukraine und damit die Abhängigkeit von der Ukraine als Transitland zu senken.³⁰ In den vergangenen Jahren hat Russland den Bau von Pipelines in Angriff genommen, die den Transit durch die Ukraine vermeiden. So wird seit 2000 der europäische Teil der Yamal-Pipeline von Nordsibirien über Weißrussland und Polen nach Deutschland mit einer Kapazität von 23 bcm/Jahr genutzt, durch die heute ca. 10 % der russischen Exporte fließen.

Zwischen dem Gazprom-Konzerns und den deutschen Energieunternehmen E.ON-Ruhrgas und Wintershall wurden 2005 Gemeinschaftsprojekte zur Erschließung eines sibirischen Gasfeldes bzw. zum Bau einer Gaspipeline durch die Ostsee (Vyborg/Greifswald) vereinbart; die Projekte sind jeweils als Joint-Ventures in mehrheitlich russischem Eigentum geplant. Die Ostseepipeline soll 2010 in Betrieb gehen und zunächst eine Kapazität von 27,5 Mrd.m³ haben.

Der Gazprom-Konzern hat sich außerdem im vergangenen Jahrzehnt auf dem europäischen Markt auch in der nachgeordneten Wertschöpfungsstufe, dem Großhandel, positioniert. Die WingasAG, ein Gemeinschaftsunternehmen von Gazprom und Wintershall, verschafft dem russischen Erdgasproduzenten einen direkten Zugang zu den europäischen Endkunden, zunächst in Deutschland, aber in jüngerer Zeit auch verstärkt in anderen europäischen Ländern (Großbritannien, Belgien, Frankreich, Österreich).

Die starke Abhängigkeit Deutschlands und großer Teile Westeuropas von Erdgasimporten aus Russland kann in Zukunft durch Import von Flüssiggas (LNG – Liquefied Natural Gas) aus anderen Ländern abgeschwächt werden. Früher galt Flüssiggas als ein relativ teurer Energieträger und wurde vor allem von den weniger erschlossenen Erdgaswirtschaften Südeuropas importiert. Aufgrund einer starken Kostendegression sowie der raschen Entwicklung des Handels diversifizieren inzwischen jedoch auch die nördlicheren Länder ihre Bezugsquellen mit Hilfe von Flüssiggas. Beispiele sind Belgien und vor allem Großbritannien, wo nicht weniger als drei große Importterminals im Entstehen sind. Aufgrund fallender Kosten in

²⁹ OME, 2001.

³⁰ Eine Analyse der Beziehung zeigt, dass beide Seiten sich in gegenseitiger Abhängigkeit befinden. So kann die Ukraine keine sehr hohen Transittarife verlangen, da dies die russischen Exporte durch die Ukraine und damit die Einnahmen für das Land verringern würde (vgl. Hirschhausen et al., 2005).

Transport und Verflüssigung rücken auch weiter entfernte erdgasproduzierende Regionen wie der Mittleren Osten (hier insbesondere Katar, Oman), die Karibik (Trinidad & Tobago) und Südamerika (insbesondere Venezuela) in Reichweite für Zulieferungen nach Europa.

Angesichts der weltweit steigenden Nachfrage verschärft sich andererseits der (Käufer-) Wettbewerb um Flüssiggas; das führt tendenziell zu steigenden Preisen. Neben den traditionell auf Flüssiggasimporte eingestellten asiatischen Ländern (Japan, Korea) sind hier vor allem die Vereinigten Staaten als neuer großer Käufer zu nennen. Deren Flüssiggasimporte werden laut Prognosen der IEA von derzeit 8 Mrd. m³ (2002) jährlich auf ca. 200 Mrd. m³ im Jahr 2030 steigen. Der enger werdende Erdgasmarkt hat in den USA zu einem Anstieg der Preise auf ca. \$ 6/MBTU³¹ geführt, das entspricht etwa 2 €-Cents je kWh Brennstoff. Der an der NYMEX gehandelte Futures-Vertrag für 2010 liegt bei \$ 6,50/MBTU und lässt daher langfristig hohe Preise erwarten.

Auch für Deutschland stellt der Bezug von Flüssiggas inzwischen eine ernst zu nehmende Option dar. Die E.ON-Ruhrgas besitzt in Wilhelmshaven ein in den 70er Jahren gekauftes Gelände zum Bau eines Flüssiggas-Importterminals, inklusive der strategisch wichtigen Baugenehmigung. Ende 2005 hat E.ON Ruhrgas gemeinsam mit ihren Partnern in der Deutschen Flüssigerdgas Terminal Gesellschaft den Plan öffentlich gemacht, an diesem Standort bis 2010 ein Regasifizierungsterminal in Betrieb zu nehmen. Eine endgültige Entscheidung über das Projekt ist aber bis Ende Mai 2006 nicht getroffen worden. Aktivitäten größerer deutscher Erdgashändler deuten ebenfalls darauf hin, dass ein ernsthaftes Interesse am Flüssiggashandel besteht. Allerdings kann Flüssiggas in Deutschland erst bei Bezugskosten im Bereich von unter \$ 3/MBTU mit Importen via Pipeline aus Russland konkurrieren.

³¹ Nach einem zeitweiligen Höchststand von mehr als \$ 15/MBTU im Dezember 2005.

3 Marktreformen in den neuen Mitgliedsländern

3.1 Liberalisierung, Privatisierung und Regulierung im Gassektor

Das Wichtigste in Kürze

Die Liberalisierung des Erdgasmarktes verläuft bislang eher zögerlich und unter Nutzung von Übergangsfristen. Dabei bleiben der Grad der Marktöffnung und die Entflechtung vormals staatlicher Erdgasunternehmen grundsätzlich hinter dem Stand der Reformen in Westeuropa zurück.

In vielen NMK werden Import, Ferntransport und Produktion noch von staatlichen Unternehmen dominiert. Eine Ausnahme ist die Tschechische Republik mit seiner weitgehenden Öffnung des Gassektors für ausländische Unternehmen.

3.1.1 Übersicht

Die osteuropäischen Beitrittsländer haben bei der Gestaltung ihres Gassektors grundsätzlich die geltenden rechtlichen Grundlagen der Europäischen Union zu beachten und in nationales Recht umzusetzen. Für die Beitrittskandidaten Rumänien und Bulgarien sind die europäischen Regelungen wichtige Orientierungspunkte für anstehende Reformen ihres Gassektors.³² Grundlegend für Reformen europäischer Gaswirtschaften ist die Richtlinie 2003/55/EG (die so genannte „Beschleunigungsrichtlinie“), die zum 1. Juli 2004 in Kraft trat, und die bis dahin geltende europäische Erdgasbinnenmarkt-Richtlinie aus dem Jahr 1998 ersetzte.³³ Die Beschleunigungsrichtlinie bildet auch den Rahmen für die Umstrukturierung der osteuropäischen Gaswirtschaften. Es sieht eine schrittweise Öffnung der nationalen Gassektoren vor. Monopolistische Strukturen sollen dabei aufgebrochen werden, der Marktzutritt für in- und ausländische Akteure soll ermöglicht und darüber hinaus der Wettbewerb gestärkt werden.

³² Im Folgenden wird der europäische Erdgassektor betrachtet. Spezielle Regelungen zu LNG werden ausgeblendet.

³³ Vgl. Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30 EG; Amtsblatt der Europäischen Union vom 15. Juli 2003. Einen Überblick über die wichtigsten Grundsätze und weitere gesetzliche Regelungen geben Broomhall, Garzaniti and Melchior (2004).

Hierzu wurde auf der Angebotsseite bei bestehenden Anbietern das rechtliche Unbundling von Produktion, Transport und Handel zum 1. Juli 2004 vorgeschrieben.³⁴ Eine rechtliche Trennung des Vertriebs hat zum 1. Juli 2007 zu erfolgen. Den Kunden steht die freie Wahl des Anbieters zu, zunächst allerdings nur den gewerblichen Kunden. Für private Haushalte soll der Marktzutritt bis Mitte 2007 möglich werden. Der Netzzugang für Dritte soll durch "regulated Third-Party Access", d.h. auf der Grundlage einer gesetzlich geregelten Netzzugangsregelung, erfolgen;³⁵ die nationalen Regulierungsbehörden haben dabei die Nutzungstarife ex-ante öffentlich bekannt zu geben.³⁶ Die Regulierungsbehörde übernimmt darüber hinaus die Aufsicht über den Gassektor.

Mit den genannten Regelungen waren grundsätzlich bis Mitte 2004 wichtige Liberalisierungsschritte in den nationalen Gassektoren umzusetzen; allerdings hatten bis zu diesem Zeitpunkt nur einige wenige Länder die Vorgaben tatsächlich erfüllt. Der Liberalisierungsgrad ist europaweit nicht einheitlich. Mit dem Beitritt der osteuropäischen Länder, deren Gasmärkte sich in einem besonderen Umstrukturierungsprozess befinden, hat sich die Heterogenität der Umsetzung geltender Richtlinien eher noch verstärkt. Auch die europäische Kommission hat in ihrem Anpassungsbericht Anfang 2005 deutliche Unterschiede hinsichtlich der Umsetzung der Reformen festgestellt.³⁷ Tabelle 3–1 zeigt den Stand der Liberalisierung europäischer Gassektoren.

³⁴ So bestimmt die Richtlinie 2003/55/EG, dass bei Fernleitungsnetzbetreibern und Verteilernetzbetreibern, die zu vertikal integrierten Unternehmen gehören, eine Trennung von Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt vorliegen muss. Es ist eine getrennte Buchhaltung in den Bereichen Fernleitung, Verteilung, LNG und Speicherung zu führen.

³⁵ Ein "negotiated TPA", also Zugangsrechte auf Vertragsbasis, ist für den Bereich der Gasspeicherung zugelassen.

³⁶ Detaillierte Regelungen werden in der "Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen" festgelegt. Diese wird zum 1. Juli 2006 in Kraft treten. http://europa.eu.int/comm/energy/gas/legislation/doc/gas_regulation/cp_de.pdf.

³⁷ Commission of the European Communities (2005b): Report from the Commission. Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Markets. Brussels 5.1.2005. Commission of the European Communities (2005d): Commission Staff Working Document. Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Markets. Brussels 5.1.2005. http://europa.eu.int/comm/energy/electricity/benchmarking/index_en.htm.

Tabelle 3–1
Stand der Liberalisierung europäischer Gassektoren 2004.

	Markttöffnung	liberalisierter Markt in Mrd. m ³	Kundensegment	Entflechtung		Konzentration Großhandel
				Ferntransport	Verteilung	
Belgien	83%	11	¹	rechtlich	rechtlich	ja
Dänemark	100%	5		rechtlich	rechtlich	ja
Deutschland	100%	82		buchhalterisch ²	buchhalterisch	moderat
Finnland	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Frankreich	70%	28	gewerbl. Kunden	rechtlich	buchhalterisch	moderat
Griechenland	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Irland	86%	3	0,5 Mill. m ³	Management	Management	nein
Italien	100%	62		rechtlich	rechtlich	ja
Luxemburg	72%	1	15 Mill. m ³	Management	Management	ja
Niederlande	100%	38		rechtlich	rechtlich	moderat
Österreich	100%	7		rechtlich	rechtlich	ja
Portugal	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Spanien	100%	20		rechtlich	rechtlich	ja
Schweden	50% ³	1	15 Mill.m ³	buchhalterisch	buchhalterisch	ja
Vereinigtes Königreich	100%	95		Eigentum	Eigentum	nein
Norwegen	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Tschech. Rep.						
Estland	95%	1	gewerbl. Kunden	buchhalterisch	buchhalterisch	ja
Lettland	0%	0		buchhalterisch	buchhalterisch	ja
Litauen	70%	2	1 Mill. m ³	buchhalterisch	buchhalterisch	ja
Polen	34%	4	15 Mill.m ³	legal	buchhalterisch	moderat
Slowakei	34%	2	15 Mill. m ³	Management	Management	ja
Slowenien	91%	1	gewerbl. Kunden	rechtlich	buchhalterisch	ja
Ungarn	69%	8	gewerbl. Kunden	rechtlich	buchhalterisch	ja
Bulgarien	82%	12	20 Mill. m ³	buchhalterisch	buchhalterisch	ja
Rumänien	40%	5	3 Mill. m ³	rechtlich	buchhalterisch	moderat

¹ Vollständige Markttöffnung in Flandern, gewerbliche Kunden in den anderen Regionen. - ² Rechtliche Entflechtung auf freiwilliger Basis. - ³ 95 % ab 1. Januar 2005; alle Nichthaushalte.

Quelle: European Commission (2005b): Report from the Commission. Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Brussels, 5.1.2005.

Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Umstrukturierung und Öffnung der osteuropäischen Gasmärkte hinter dem Liberalisierungsgrad in Westeuropa zurückbleibt. Dies zeigt sich daran, dass ein Unbundling in Osteuropa oftmals auf die buchhalterische Trennung beschränkt bleibt; eine Ausgliederung von Unternehmensteilen oder sogar eine eigentumsrechtliche Veränderung finden seltener statt. Des Weiteren wird die Liberalisierung stufenweise angegangen, d.h. zunächst wird der Markt für Großverbraucher geöffnet und die Übergangsfristen bis zur vollständigen Liberalisierung, welche auch privaten Haushalten und anderen Abnehmern mit geringem Verbrauch die freie Wahl des Anbieters erlaubt, werden voll ausgeschöpft. Es gibt dabei Länder, die wie im Falle von Polen und der Slowakei nur die Mindestanforderungen beim Grad der Marktöffnung erfüllen; andere Länder, wie die Tschechische Republik, haben sogar erst vor kurzem mit der Liberalisierung begonnen. Angesichts der meist nur zögerlichen Liberalisierungsschritte ist das auf dem liberalisierten Marktsegment gehandelte Gasvolumen in den osteuropäischen Ländern noch gering. Grundsätzlich liegen nur erste Erfahrungen mit den bisherigen Reformen vor.

In der Vergangenheit sind in den osteuropäischen Ländern die Energiepreise für die privaten Haushalte stark subventioniert worden und lagen grundsätzlich unter den Preisen für gewerbliche Verbraucher. Die bisherigen Preisanhebungen haben diese Preisstruktur meist beseitigt und neue Tarifstrukturen geschaffen; der Preisaufschlag für die privaten Haushalte im Vergleich zur Industrie war allerdings Anfang 2004 in den meisten Fällen noch geringer als in den alten Mitgliedsländern der EU. Außerdem liegen die Gaspreise osteuropäischer Länder nach wie vor meist deutlich unter dem Niveau der Gaspreise westeuropäischer Länder. Hieran zeigt sich, dass wichtige Veränderungen in der Preisbildung noch nicht abgeschlossen sind. Eine weitere Anpassung wird in den nächsten Jahren erfolgen.

Tabelle 3–2

**Gaspreise privater Haushalte in Ländern der europäischen Union in Euro/GJ,
1. Januar 2004 und 1. Juli 2004**

Land und Verbrauchertyp	Januar 2004		Juli 2004	
	inkl. Steuern	ohne Steuern	inkl. Steuern	ohne Steuern
Belgien (Brüssel)				
D1	18,90	15,30	19,24	15,59
D2	17,48	14,13	17,79	14,39
D3	10,54	8,39	10,71	8,53
D3b	10,08	8,01	10,24	8,14
D4	8,54	6,75	8,68	5,62
Dänemark				
D1	28,06	15,61	36,38	20,24
D2	19,12	8,45	24,79	10,96
D3	19,12	8,45	24,79	10,96
D3b	19,12	8,45	24,79	10,96
D4	19,06	8,40	24,71	10,89
Deutschland*				
D1	22,63	17,99	22,61	17,96
D2	18,34	14,29	18,32	14,27
D3	12,85	9,54	12,83	9,54
D3b	12,22	9,01	12,20	8,99
D4	11,04	7,99	11,06	8,01
Frankreich (Straßburg)				
D1	25,76	22,19	25,76	22,19
D2	19,38	16,53	19,38	16,53
D3	10,81	9,22	10,81	9,22
D3b	10,26	8,70	10,26	8,70
D4	8,74	7,33	8,74	7,33
Irland				
D1	21,46	18,91	21,46	18,91
D2	17,82	15,70	17,82	15,70
D3	9,00	7,93	9,00	7,93
D3b	8,27	7,29	8,27	7,29
D4		
Luxemburg (Stadt)				
D1	14,09	13,29	14,23	13,42
D2	12,28	11,58	12,41	11,71
D3	7,07	6,67	7,21	6,80
D3b	6,95	6,56	7,08	6,68
D4	6,72	6,34	6,86	6,47
Österreich (Wien)				
D1	21,56	15,28	21,17	15,03
D2	17,53	12,12	17,14	11,87
D3	13,71	9,13	13,36	8,91
D3b	13,33	8,83	12,99	8,62
D4	11,42	7,34	11,17	7,19
Portugal				
D1	18,82	17,92	19,01	18,10
D2	17,21	16,39	17,47	16,64
D3	12,05	11,48	12,31	11,72
D3b	11,63	11,08	11,89	11,32
D4	10,89	10,37	11,15	10,62
Schweden				
D1	24,22	13,90	24,06	13,52
D2	21,50	11,72	21,36	11,35
D3	19,57	10,01	19,44	9,75
D3b	19,45	9,92	19,32	9,66
D4	19,38	9,87	19,75	9,99
Spanien (Madrid)				
D1	16,73	14,43	16,48	14,21
D2	14,81	12,77	14,58	12,57
D3	11,55	9,95	11,34	9,77
D3b	11,26	9,71	11,06	9,53
D4	8,03	6,92	7,85	6,77
Vereinigtes Königreich				
D1	11,05	10,52	14,18	13,50
D2	10,07	9,59	10,41	9,91
D3	6,83	6,52	7,39	7,04
D3b	6,56	6,26	7,13	6,80
D4	6,08	5,79	6,70	6,38
D2 b			8,52	8,11
Estland				
D1	8,05	6,82	8,04	6,81
D2	5,99	5,08	6,00	5,08
D3	4,64	3,93	4,62	3,92
D3b	4,44	3,77	4,44	3,76
D4	4,28	3,62	4,28	3,62
Lettland				
D1	4,43	3,76	8,43	7,14
D2	4,43	3,76	8,43	7,14
D3	4,22	3,58	4,43	3,76
D3b	4,22	3,58	4,43	3,76
D4	4,17	3,53	4,25	3,59
Polen				
D1	7,78	6,37	8,21	6,73
D2	7,44	6,09	7,85	6,43
D3	6,34	5,20	6,70	5,49
D3b	6,12	5,01	6,46	5,29
D4	5,83	4,78	6,16	5,05
Slowakei				
D1	10,73	9,01	10,95	9,20
D2	8,86	7,44	9,05	7,59
D3	7,27	6,11	7,42	6,24
D3b	7,07	5,94	7,22	6,07
D4	6,65	5,60	6,79	5,71
Ungarn				
D1	7,10	6,17	7,51	6,53
D2	6,36	5,53	6,73	5,85
D3	5,77	5,02	6,11	5,31
D3b	5,72	4,98	6,06	5,27
D4	5,64	4,90	5,96	5,19

Verbrauchertypen privater Haushalte:

Typ	D1	D2	D3	D3b	D4
Verbrauch	8,37 GJ	16,74 GJ	83,70 GJ	125,60 GJ	1047 GJ
* Für Deutschland; Durchschnittswerte aus 10 Städten bzw. Regionen. Quelle: Eurostat (2004): Umwelt und Energie 4/2004. Statistik kurz gefasst.					

Tabelle 3–3

**Gaspreise der Industrie in Ländern der europäischen Union in Euro/GJ,
1. Januar 2004 und 1. Juli 2004**

Land und Verbrauchertyp	Januar 2004		Juli 2004		Land und Verbrauchertyp	Januar 2004		Juli 2004	
	inkl. Steuern	ohne Steuern	inkl. Steuern	ohne Steuern		inkl. Steuern	ohne Steuern	inkl. Steuern	ohne Steuern
Belgien (Durchschnitt)	I1	9,40	7,53		Schweden	I1	12,35	8,61	
	I2	7,27	6,02			I2	10,55	7,18	
	I3-1	6,03	4,99			I3-1	9,56	6,40	
	I3-2	5,05	4,26			I3-2	9,37	6,25	
	I4-1	5,05	4,18			I4-1	8,40	5,47	
	I4-2	4,73	3,92			I4-2	8,40	5,47	
Dänemark	I5		Spanien (Madrid)	I5	
	I1	11,32	8,46			I1	9,12	7,86	
	I2	10,69	7,95			I2	5,40	4,65	
	I3-1	6,51	4,61			I3-1	5,11	4,41	
	I3-2			I3-2	4,94	4,26	
	I4-1	5,89	4,11			I4-1	4,77	4,13	
Deutschland (Durchschnitt)	I4-2			I4-2	4,62	3,99	
	I5			I5	4,55	3,92	
	I1	10,93	8,31		Vereinigtes Königreich - National	I1	6,92	5,58	
	I2	9,32	6,92			I2	6,28	5,06	
	I3-1	8,58	6,29			I3-1	5,86	4,70	
	I3-2	8,18	5,94			I3-2	5,31	4,39	
	I4-1	7,42	5,28			I4-1	4,38	3,64	
	I4-2	4,40	3,13			I4-2	4,63	3,86	
Frankreich (Straßburg)	I5	1,08	0,71			I5	
	I1	9,01	7,58		Estland	I1	4,28	3,62	
	I2	7,52	6,31			I2	4,28	3,62	
	I3-1	6,52	5,53			I3-1	3,44	2,91	
	I3-2	6,33	5,35			I3-2	3,44	2,91	
	I4-1			I4-1	2,82	2,40	
	I4-2			I4-2	2,82	2,40	
Irland	I5		Lettland	I5	
	I1	8,79	7,74			I1	4,22	3,58	
	I2	7,01	6,17			I2	4,17	3,53	
	I3-1			I3-1	4,10	3,47	
	I3-2			I3-2	4,10	3,47	
	I4-1			I4-1	4,04	3,43	
Luxemburg (Stadt)	I4-2			I4-2	4,04	3,43	
	I5			I5	3,53	3,00	
	I1	6,89	6,50		Polen	I1	6,26	5,13	
	I2	6,39	6,03			I2	5,90	4,84	
	I3-1	6,30	5,94			I3-1	5,20	4,26	
	I3-2	5,91	5,57			I3-2	4,85	3,98	
	I4-1	4,03	3,80			I4-1	4,52	3,71	
	I4-2	3,87	3,65			I4-2	4,53	3,71	
Österreich (Wien)	I5			I5	4,54	3,72	
	I1	12,01	7,80		Slowakei	I1	6,75	5,67	
	I2	9,55	5,87			I2	6,58	5,55	
	I3-1	9,16	5,57			I3-1	6,36	5,33	
	I3-2	9,16	5,57			I3-2	6,26	5,25	
	I4-1			I4-1	6,14	5,16	
	I4-2			I4-2	6,06	5,11	
Portugal	I5			I5	5,25	4,42	
	I1	10,58	10,08		Ungarn	I1	5,90	4,92	
	I2	8,06	7,68			I2	6,25	5,23	
	I3-1	5,96	5,68			I3-1	6,47	5,41	
	I3-2	5,92	5,64			I3-2	5,45	4,53	
	I4-1	3,92	3,73			I4-1	5,22	4,33	
	I4-2	3,62	3,45			I4-2	4,81	3,97	
	I5			I5	4,81	3,97	

Verbrauchertypen der Industrie:

Typ		I1	I2	I3-1	I3-2	I4-1	I4-2	I5
Jahres- verbrauch	GJ	418,6	4 186	41 860	41 860	418 600	418 600	4 186 000
	GWh	0,1163	1,1163	11,63	11,63	116,3	116,3	1 163
Benutzungs- dauer	Tage	-	200	200	250	250	330	330
	Stunden	-	-	1 600 h	4 000 h	4 000 h	8 000 h	8 000 h

Quelle: Eurostat (2004): Umwelt und Energie 4/2004. Statistik kurz gefasst.

In Tabelle 3–2 und Tabelle 3–3 werden die Verbraucherpreise für einige wichtige Beitrittsländer angegeben, und zwar für Verbrauchergruppen, die mit westeuropäischen Kategorien vergleichbar sind. Diese Vergleichbarkeit besteht nicht für alle Beitrittsländer und auch nicht für die Beitrittskandidaten. Im Folgenden werden auch für diese Länder gesonderte Angaben zur Preisstellung gemacht.

3.1.2 Marktreformen im Gassektor einzelner Länder

Die Gaswirtschaften der osteuropäischen Beitrittsländer und der Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien befinden sich in einem Umstrukturierungsprozess. Dabei werden vormals staatliche Monopolgesellschaften organisatorisch oder rechtlich entflochten, teilweise privatisiert und Bereiche des Gassektors zusätzlich für neue Anbieter geöffnet. In diesem Prozess sind die einzelnen Länder unterschiedlich weit vorangeschritten. Die folgenden Länderanalysen sollen den Stand der Reformen in den einzelnen Ländern verdeutlichen und Besonderheiten der Ländern hervorheben. Hierzu werden die Länder in die Gruppen Baltikum (Estland, Lettland, Litauen), Visegrád 4 (Ungarn, Polen, die Tschechische Republik und die Slowakei) sowie Slowenien und die Beitrittskandidaten (Bulgarien, Rumänien) unterteilt.

3.1.3 Baltikum

Die baltischen Länder sind relativ weit in der Umstrukturierung ihres Gassektors vorangeschritten. Alle drei baltischen Länder produzieren selbst kein Erdgas und sind auf Importe, bislang aus der russischen Föderation, angewiesen. Erdgas leistet in allen Ländern einen wichtigen Beitrag zur Energieversorgung. Dies wird auch künftig der Fall sein.

Bei der Umstrukturierung des Gassektors wurde in allen baltischen Ländern die vormals staatliche Gasgesellschaft (teil)privatisiert und Anteile an ausländischen Investoren, darunter ins-

besondere E.ON/Ruhrgas und Gazprom, verkauft. Die Anteilseigner der nunmehr privatisierten Unternehmen sind damit zentrale Akteure auf dem baltischen Gasmarkt geworden.

Estland

An der Energieversorgung Estlands hat Ölschiefer den größten Anteil; auf Erdgas entfallen etwa 13 % des Primärenergieverbrauchs. Estland produziert selbst kein Erdgas. Mit Russland besteht ein Importvertrag, der bis 2005 befristet ist. Der estnische Entwicklungsplan für den Energiesektor misst Erdgas auch künftig eine wichtige Rolle für die Energieversorgung bei.

Das 1997 beschlossene Energiegesetz bietet den Rahmen für die Schaffung von Energiemärkten und deren Regulierung in Estland. Detaillierte Regelungen zum Gassektor wurden in dem am 1. Juli 2003 in Kraft getretenen Gasgesetz getroffen.³⁸ Wie Tabelle 3–1 zeigt, besteht in Estland inzwischen eine Marktöffnung von 95 %; dies ist der höchste Prozentsatz der Beitrittsländer. Zu berücksichtigen ist dabei, dass private Haushalte und weitere Kleinverbraucher eine untergeordnete Rolle für die Erdgasnachfrage spielen; die wichtigsten Erdgaskunden sind Großverbraucher.³⁹

Noch im Jahr 1997 war auch mit der Umstrukturierung des Gassektors begonnen worden. In der Folgezeit wurde die Gesellschaft Eesti Gaas, die allein zuständig ist für Transit, Transport und Verteilung, privatisiert. An der Gesellschaft sind Gazprom (37,02 %), Ruhrgas (33,6 %), Fortium (17,72 %), Itera (9,75 %) und sonstige Investoren beteiligt. Daneben sind in der regionalen Verteilung weitere neun Gesellschaften tätig, deren Bedeutung allerdings gering ist.

Für die Preisaufsicht und Vergabe von Lizenzen ist in Estland die 1998 gegründete Inspektion des Energiemarktes zuständig. Die Erdgaspreise für Endverbraucher liegen – wie in allen Beitrittsländern – unter dem westeuropäischen Niveau (vgl. Tabelle 3–2 und Tabelle 3–3).⁴⁰

Estland ist bei der Privatisierung und Marktöffnung – für Großkunden – vorangeschritten; seit Marktöffnung haben immerhin etwa 20 % der wahlberechtigten Industriekunden ihren Ver-

³⁸ Vgl. Natural Gas Act: http://www.eti.gov.ee/en/oigusaktid/gas_act. Im Gesetz ist zunächst die Öffnung des Marktes für Großverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von über 200 000 m³ Erdgas vorgesehen.

³⁹ Im Erdgasgesetz ist zunächst die Öffnung des Marktes nur für Großverbraucher mit einem jährlichen Verbrauch von über 200 000 m³ Erdgas vorgesehen.

⁴⁰ Zur Preisregulierung vgl. Energy Market Inspectorat. Tallinn 2003, <http://www.eti.gov.ee/en/Priceregulation/Priceapproval/Naturalgas>.

sorger gewechselt.⁴¹ Weitere Schritte zur Intensivierung des Wettbewerbs im Gassektor stehen noch aus.

Lettland

Erdgas ist mit 30 % der wichtigste Energieträger in Lettland, gefolgt von Mineralöl mit 28 %. Erdgas wird ausschließlich aus Russland importiert. Die bestehende Infrastruktur ermöglicht es derzeit nicht, Erdgas von alternativen Lieferanten zu beziehen.

Die gesetzlichen Grundlagen wurden 1998 mit der Verabschiedung des Energiegesetzes gelegt.⁴² Hierin enthalten waren jedoch keine Bestimmungen zur Schaffung von Energiemärkten. Das Liberalisierungskonzept für den Gassektor sah erste Regelungen zur Einführung von TPA vor. Erst mit der im Frühjahr 2004 verabschiedeten Änderungen des Energiegesetzes wurden weitere Schritte zur Umsetzung europäischer Vorgaben in nationales Recht gemacht.

Die lettische Regulierungsbehörde⁴³ hat dem Unternehmen Latvijas Gase die alleinige Lizenz für Transit, Transport und Verteilung von Erdgas auf lettischem Gebiet erteilt. An Latvijas Gase waren Ende 2003 Ruhrgas mit 47,15%, Gazprom mit 25 %, Itera mit 25 % und sonstige Anteilseigner mit knapp 3 % beteiligt.

Preiserhöhungen haben in den vergangenen Jahren zu einer gewissen Angleichung der Gaspreise an das Niveau anderer Beitrittsländer geführt. Die Preise für Industriekunden lagen Mitte 2004 noch am unteren Rand der osteuropäischen Länder (vgl. Tabelle 3–3). Grundsätzlich liegen die Endverbraucherpreise deutlich unter dem westeuropäischen Niveau.

Litauen

An der litauischen Energieversorgung hat Kernenergie einen Anteil von 43,5 %, Mineralöl von 27 % und Erdgas einen Anteil von etwa 25 %. Erdgas wird vollständig aus Russland importiert.

Die Europäische Kommission hat die Maßnahmen zur Liberalisierung des litauischen Gasmarktes gewürdigt.⁴⁴ So sieht das im Juli 2001 in Kraft getretene Erdgasgesetz eine Marktöff-

⁴¹ European Commission, 2005b.

⁴² Vgl. zum Energiegesetz lettische Regulierungsbehörde. <http://www.sprk.gov.lv/index.php?id=1115&sada-la=192>.

⁴³ Die lettische Regulierungsbehörde ist neben der Regulierung der Energiewirtschaft auch zuständig für die Regulierung von Telekommunikation, Post und Eisenbahnwesen. Vgl. <http://www.sprk.gov.lv/?setl=2&PHPSESSID=0a704057bbb366329a921a0d4d273156>.

⁴⁴ <http://europa.eu.int/scadplus/leg/de/lvb/e14105.htm>.

nung von 80 % vor; dieses Ziel war Mitte 2003 mit der Öffnung des Marktes für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 1 Mill. m³ erreicht.

Im Herbst 2001 war die Form der Privatisierung der litauischen Gasgesellschaft Lietuvos Dujos, die für Transit, Transport und Verteilung zuständig ist, beschlossen worden. Nach der Teilprivatisierung hielten E.ON/Ruhrgas 48 % und Gazprom 25 %; im Staatseigentum verblieben zunächst 24,5 %. Gazprom hat seinen Anteil Anfang 2004 auf 34 % aufgestockt. Neben Lietuvos Dujos sind noch weitere Akteure auf dem litauischen Gasmarkt tätig. Hierzu gehören auf der Anbieterseite Dujotekana, Itera Lit und Itera Lietuva, als Verteilergesellschaften fungieren neben Lietuvos Dujos auch kleine regionale Gesellschaften. Damit ist in Litauen im Vergleich zu den anderen baltischen Staaten die Zahl der Akteure auf dem Gasmarkt relativ hoch.

Die Preisregulierung wird von der Nationalen Kontrollkommission für Preise und Energie vorgenommen. Tabelle 3–4 und Tabelle 3–5 geben einen Überblick über die Mitte 2004 geltenden Tarife der verschiedenen Kundensegmente.⁴⁵

Tabelle 3–4

Litauen: Gaspreise für Verbraucher mit Wahlmöglichkeit (gültig ab 1. Juli 2004)

Verbraucher- gruppe	Jährlicher Gasverbrauch Q	Preis je 1000 m ³ in LTL ohne MWSt.
1	Q ≤ 800 m ³	375,09
2	800 m ³ < Q ≤ 20 000 m ³	175,32
3	20 000 m ³ < Q ≤ 100 000 m ³	170,96
4	100 000 m ³ < Q ≤ 1 Mill. m ³	159,67
5	1 Mill. m ³ < Q ≤ 5 Mill. m ³	128,05
6	5 Mill. m ³ < Q ≤ 15 Mill. m ³	104,60
7	15 Mill. m ³ < Q	37,32
Quelle: http://www.dujos.lt/en.php/natural_gas_market_and_tariffs/natural_gas_tariffs_for_the_regulated_customers_effective_from_july_1_2004/154		

⁴⁵ Die Transporttarife für Verbraucher mit Wahlmöglichkeit wurden zum 1. Juli 2004 wie folgt festgelegt: Kapazitätskomponente: LTL 3,984.09 1000 m³/Tag/Jahr (ohne Mehrwertsteuer), zuzüglich Transporttarif LTL 9.51/1000 m³ (ohne MWSt.); 1 EUR = 3.45 LTL, VAT = 18 %.

Tabelle 3–5
Litauen: regulierte Erdgaspreise (gültig ab 1. Juli 2004)

Verbraucher- gruppe	Jährlicher Gasverbrauch Q	Grundpreis (LTL/Monat)	Mengenabhängiger Preisbestandteil je 1000 m ³ in LTL
1	Q ≤ 90 m ³	-	1 100 mit MWSt.
1	90 m ³ < Q ≤ 800 m ³	3,0 mit MWSt.	760 mit MWSt.
2	800 m ³ < Q ≤ 20 000 m ³	16,0 mit MWSt.	520 mit MWSt.
3	20 000 m ³ < Q ≤ 100 000 m ³	13,18 ohne MWSt.	437,99 ohne MWSt.
4	100 000 m ³ < Q ≤ 1 Mill. m ³	13,18 ohne MWSt.	426,70 ohne MWSt.
5	1 Mill. m ³ < Q ≤ 5 Mill. m ³	13,18 ohne MWSt.	395,08 ohne MWSt.
6	5 Mill. m ³ < Q ≤ 15 Mill. m ³	13,18 ohne MWSt.	371,63 ohne MWSt.
Quelle: http://www.dujos.lt/en.php/natural_gas_market_and_tariffs/natural_gas_tariffs_for_the_regulated_customers_effective_from_july_1_2004/154			

3.1.4 "Visegrád 4" und Slowenien

Mit ihrem Beitritt zur Europäischen Union am 1.5.2004 hatten die "Visegrád 4"-Länder (Ungarn, Polen, die Tschechische Republik und die Slowakei) sowie Slowenien europäische Richtlinien zum Erdgasbinnenmarkt in nationales Recht umzusetzen. Dementsprechend wurden die Mindestanforderungen in allen Beitrittsländern erfüllt. Einige Länder haben darüber hinaus weitere Schritte in der Liberalisierung und Umstrukturierung unternommen. Damit sind die Länder unterschiedlich weit in den Reformen ihres Gassektors vorangeschritten.

3.1.4.1 Ungarn

Am ungarischen Primärverbrauch hat Erdgas einen Anteil von etwa 40 %. Etwa ein Viertel des Erdgasverbrauchs wird aus inländischer Produktion gedeckt; drei Viertel des Bedarfs werden importiert; überwiegend aus Russland.

Der ungarische Gassektor durchläuft einen Prozess der mehrstufigen Liberalisierung.⁴⁶ Grundlage ist der "Act XLII of 2003 on Natural Gas Supply", der zum 1. Januar 2004 in Kraft trat. Die getroffenen Regelungen stehen dabei grundsätzlich im Einklang mit EU-Vorgaben und Richtlinien. Über die grundsätzlichen Regelungen zur Gasversorgung hinaus hat die ungarische Seite inzwischen ergänzende Bestimmungen und Übergangsregelungen getroffen,

⁴⁶ Vgl. zu den Ausführungen: Gergely Légrádi and Gábor Fejes (2004): Hungary. In: David Samuels (ed.): Global Competition Review. Gas Regulation 2004. Chapter 11, 68-74. London.

die sich auch auf Umfang und Tempo der Liberalisierung des Gasmarktes auswirken, darunter "The Temporary Grid and Commercial Code of the Hungarian Natural Gas System".

Gemäß der rechtlichen Vorgaben wurde der ungarische Gasmarkt zum 1. Januar 2004 formal geöffnet. Grundsätzlich dürfen Kunden ihren Versorger nun frei wählen. Dies galt zum 1. Januar 2004 indes nur für Großkunden. In einem zweiten Schritt wurde am 1. Juli 2004 der Marktzutritt für alle gewerblichen Verbraucher ermöglicht. In einem dritten Liberalisierungsschritt wird der Zutritt für private Haushalte – entsprechend den EU-Vorgaben – voraussichtlich 2007 liberalisiert. Derzeit sind rd. 67 % der Endverbraucher berechtigt, ihren Gasversorger frei zu wählen. Zum 1. Januar hatten nur zwei Kunden den Wechsel vom so genannten öffentlichen in den privaten Sektor vollzogen. Im Jahresverlauf folgten weitere 23 Kunden; auf diese entfallen ca. 5 % des Gasverbrauchs.⁴⁷

Auf der Angebotsseite wird die Produktion von Erdgas, der Import und der Handel weiterhin von großen, vormals staatlichen Akteuren dominiert. Hierzu gehört das Öl- und Gasunternehmen MOL. Entsprechend der EU-Vorgaben wurde ein *unbundling* der Geschäftsfelder Speicherung, Verteilung und Vertrieb des Unternehmens vorgenommen. Darüber hinaus wurden im Zuge der Privatisierung Anteile an MOL auch an ausländische Investoren veräußert.⁴⁸

Die bisherigen Veränderungen haben zu einer Segmentierung des Gasmarktes in einen so genannten öffentlichen und einen privaten Sektor geführt. Für die beiden Sektoren wurden auf der Grundlage des "System Usage Decree" und "Public Utility Decree" Grundsätze der Gasversorgung festgelegt. Im liberalisierten Marktsegment ist unter Berücksichtigung von Gebühren für Transport und Verteilung eine freie Preisbildung erlaubt. Im öffentlichen Segment gelten für gewerbliche Verbraucher administrierte Preise. Ebenso staatlicherseits festgelegt sind die Preise für private Haushalte. Die Preisregulierung ist in den vergangenen Jahren stark verändert worden. Die alten Grundlagen der Preissetzung aus dem Jahr 1995 waren Mitte 2002 abgeschafft worden; vorübergehend wurden im gewerblichen Bereich zwei Preisseg-

⁴⁷ Vgl. Hungarian Energy Office, <http://www.eh.gov.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&lng=2&hkl=152>, Verbraucher, die zum 1. Januar 2004 zu einem privaten Anbieter wechseln wollten, mussten bis zum 31.10.2003 den Wechsel anzeigen. Ein erneuter Wechsel war bis 31.3.2004 möglich; die Bindungsfrist betrug 6 Monate. Neuere Angaben sind nicht verfügbar.

⁴⁸ Der Staat hat über eine "goldene Aktie" indes ein Vetorecht bei wichtigen unternehmerischen Entscheidungen. Dies gilt auch für die sechs wichtigen regionalen Versorgungsunternehmen (ÉGÁZ, DDGÁZ, DÉGÁZ, TIGÁZ, KÖGÁZ, FÖGÁZ). An den Versorgungsunternehmen sind in Folge der Privatisierung auch ausländische Investoren (u.a. Gaz de France, E.ON, Ruhrgas, RWE) beteiligt; FÖGÁZ ist noch mehrheitlich im Eigentum der Stadt Budapest.

mente jeweils für Großkunden und Normalverbraucher unterschieden. Zu einer Angleichung der Großhandelspreise kam es nach einer Preiserhöhung im Oktober 2003. Seit 1. Januar 2004 ist eine neue Gaspreisrichtlinie in Kraft. Die Struktur der Gaspreise wurde vereinfacht. Grundsätzlich sollen die Großhandelspreise zumindest kostendeckend sein. Subventionen für das Sektor der privaten Haushalte sollen zurückgeführt werden. Die Verbraucherpreise liegen allerdings noch unter dem westeuropäischen Niveau.

Für die Festlegung von Preisen und weitere Regulierungen des Gasmarktes ist das Ministerium für wirtschaftliche Angelegenheiten und Transport zuständig. Die Vergabe von Lizenzen und Aufsicht über den Gassektor wird von der ungarischen Energiebehörde vorgenommen. Nach Angabe der Behörde wurden inzwischen 9 Lizenzen für kommerzielle Versorger erteilt. Drei Händler haben Lizenzen erhalten, um 23 Kunden auf dem freien Markt zu versorgen.

Insgesamt waren die bisherigen Schritte zur Liberalisierung des ungarischen Erdgassektors verhalten. Nach wie vor dominiert das öffentliche Segment. Das liberalisierte Segment entwickelt sich nur zögerlich. Noch sind auf der Angebotsseite die Anreize für den Marktzutritt und auf der Nachfrageseite für den Wechsel des Anbieters zu gering.⁴⁹

3.1.4.2 Polen

Erdgas hat am polnischen Primärenergieverbrauch einen Anteil von reichlich 10 %. Etwa zwei Drittel des Erdgasbedarfs müssen importiert werden. Russland ist nach wie vor der Hauptlieferant. Erdgas wird zudem von Norwegen, Deutschland und Dänemark bezogen. Die inländische Erdgasnachfrage hat sich in jüngster Zeit eher moderat entwickelt.

Grundlage der Liberalisierung des polnischen Gasmarktes ist das polnische Energiegesetz aus dem Jahr 1997. Mit dem Beitritt Polens zur Europäischen Union finden grundsätzlich europäische Richtlinien zum Erdgassektor Anwendung. Allerdings werden derzeit häufig nur die Mindestanforderungen erfüllt. Der Energiesektor wird als strategischer Sektor begriffen. Dies steht einer weitreichenden Entstaatlichung, Marktöffnung und weiteren Liberalisierung entgegen.

⁴⁹ Vgl. Hungarian Energy Office; <http://www.eh.gov.hu/home/html/index.asp?msid=1&sid=0&lng=2&hkl=269>. "Experiences of Opening the Markets So Far, Expected Vision of the Network Energy Systems", Document Based on the Presentation Draft of Gábor Szörényi, Head of Department (Energy Supply and Consumer Protection Department) for September 10, 2004 Created Afterwards and Supplemented Based on the Presentation by the Author.

Mit der Umstrukturierung des Energiesektors wurde bereits Mitte der 90er Jahre begonnen. 1996 wurde die staatliche Öl- und Gasgesellschaft zunächst in eine staatliche Aktiengesellschaft umgewandelt (PGNiG S.A.). Erst im Jahr 2000 wurde indes eine Reorganisation des Unternehmens vorgenommen. 2003 wurden durch Entflechtung 6 regionale Gesellschaften ausgegliedert.⁵⁰ Ein Jahr später wurde PGNiG-Przysyl als Netzbetreiber gegründet. Trotz dieser Umstrukturierungen hat PGNiG seine dominierende Stellung in Produktion und Import sowie Ferntransport und Speicherung bisher behalten. Allerdings ist seit 2002 der Netzzugang für Großabnehmer (> 25 Mill. m^3/Jahr) durch TPA rechtlich möglich; Abnehmer mit einem Gasverbrauch von mindestens 15 Mill. m^3/Jahr folgten 2004, die übrigen Abnehmer können ab Januar 2006 ihren Lieferanten selbst wählen. Die Erteilung von Lizenzen und weitere Maßnahmen der Regulierung ist Aufgabe der polnischen Regulierungsbehörde.⁵¹

Bis 1999 wurden die Gaspreise durch das polnische Finanzministerium festgelegt; es gab zwei Tarifgruppen, Klein- und Großverbraucher. Seit 2000 werden die Gaspreise durch die Regulierungsbehörde genehmigt. Zunächst wurden 10 Tarifgruppen gebildet; darunter vier Gruppen für Kleinverbraucher (u.a. private Haushalte). Für diese Gruppen waren die festgelegten Preise grundsätzlich nicht kostendeckend, Preiserhöhungen unterlagen Obergrenzen. Mit der neuen Richtlinie für Gaspreise, die zum 1. Oktober 2003 in Kraft trat, wurden die Preise für Endverbraucher zwar angehoben; die Haushaltstarife erreichten aber noch nicht das Niveau westeuropäischer Länder. Dies war auch nach einer erneuten Preisanhebung im Jahresverlauf 2004 um etwa 19 % nicht der Fall.

Insgesamt wurden bislang nur verhaltene Schritte bei der Umstrukturierung und Liberalisierung des polnischen Gassektors gemacht. Mit dem Beitritt Polens wurden europäische Mindestanforderungen zwar in nationales Recht umgesetzt. Vor allem die dominierende Stellung von PGNiG lässt aber Zweifel aufkommen, ob dem Wettbewerb ausreichend Raum zur Entfaltung gegeben wird.

⁵⁰ Verteilergesellschaften: Dolnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Wrocław); Górnośląska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Zabrze); Karpacka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Tarnów); Mazowiecka Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Warsaw); Pomorska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Gdansk) and Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o. (Poznan).

⁵¹ Lizenzen wurden an folgende Unternehmen vergeben: Gas-Trading S.A.; Europol Gaz S.A. (Betreiber polnisches Teilstück der Jamal Pipeline) Przedsiębiorstwo Handlu Zagranicznego Bartimpex S.A.; Polenergia S.A.; Zweigstellen von RWE, VNG, E.ON Ruhrgas, MDG, Geso and SER.EN.I.A.

3.1.4.3 Tschechische Republik

Mit knapp 50 % des tschechischen Primärenergieverbrauchs sind Stein- und Braunkohlen die wichtigsten Energieträger. Erdgas spielt mit einem Anteil von weniger als einem Fünftel am Primärenergieverbrauch eine nachgeordnete Rolle. Erdgas wird nur zu einem geringen Teil im Inland gewonnen; der überwiegende Teil des Bedarfs wird importiert, vorwiegend aus Russland. Zu berücksichtigen ist, dass die Tschechische Republik ein wichtiges Transitland für Lieferungen russischen Erdgases nach Westeuropa ist.

Mit dem Beitritt zur Europäischen Union am 1. Mai 2004 wurde das Energiegesetz aus dem Jahre 2000 novelliert und an Vorgaben der EU angepasst. Insbesondere wurden nun auch konkrete Zeitpunkte für die Liberalisierung des Gassektors vorgegeben: die grundsätzliche Liberalisierung wurde auf den 1. Januar 2005 festgesetzt. Wie in anderen Ländern auch sind hiervon die privaten Haushalte ausgenommen; für diese soll der Markt 2007 geöffnet werden.⁵²

Eine Besonderheit der tschechischen Gaswirtschaft ist, dass die Privatisierung vergleichsweise weit vorangeschritten ist und ausländische Unternehmen eine wichtige Rolle im tschechischen Gassektor spielen. So hat RWE im Dezember 2001 als Eigentümer die vormals staatliche Gesellschaft Transgas übernommen, die für Transit, Speicherung und Ferntransport von Erdgas in der Tschechischen Republik zuständig ist. Ein Unbundling der Geschäftsaktivitäten von Transgas sollte Anfang 2005 vollzogen sein. Auch bei den Regionalversorgern wurden Privatisierungen vorgenommen. Anteile an den regionalen Gesellschaften waren teilweise dem staatlichen Eigentumsfonds und Transgas vorbehalten; ausländische Unternehmen konnten im Privatisierungsprozess Gebote abgeben. Im Zuge der Privatisierung hat RWE eine Mehrheitsbeteiligung an zwei der acht regionalen Gesellschaften erhalten. Ruhrgas und E.ON sind ebenfalls an Regionalversorgern beteiligt.

⁵² Gemäß Beitrittsakt (Liste nach Artikel 24) wurde der Tschechischen Republik eingeräumt, den Markt für so genannte "zugelassene Kunden" erst zum 31.12.2004 zu öffnen.
http://europa.eu.int/comm/enlargement/negotiations/treaty_of_accession_2003/de/pdf/3_beitrittsakte/aa00032-re03.de03.pdf.

Tabelle 3–6

Durchschnittliche Gaspreise nach Verbrauchergruppen in der Tschechischen Republik (in den Jahren 2002 bis 2005, Kč/MWh) – einschl. Steuern

	gr. Verbraucher	mittl. Verbraucher	Kleinverbraucher	priv. Haushalte	Insgesamt
01.01.2002	646,92	719,76	753,69	838,74	722,94
01.04.2002	587,75	653,03	687,92	769,93	659,43
01.07.2002	587,75	653,03	687,92	769,93	659,43
01.10.2002	527,5	587,13	631,86	711,09	599,57
01.01.2003	563,49	618,06	656,43	736,38	633,71
01.04.2003	620,34	675,88	714,98	794,75	666,7
01.07.2003	620,34	675,88	714,98	794,75	691,34
01.10.2003	595,36	651,22	690,71	770,51	666,7
01.01.2004	598,82	651,38	678,6	796,24	675,03
01.04.2004	572,21	623,68	651,24	768,43	-
01.05.2004	558,14	608,34	635,23	749,53	-
01.07.2004	558,14	608,34	635,23	749,53	-
01.10.2004	639,32	690,03	717,63	832,07	-
01.01.2005	-	697,13	729,25	843,08	-

Quelle: Tschechische Energiebehörde (2004): Electricity, Gas and Heat Supply Prices for 2005.
http://www.eru.cz/frameset_aj.htm.

Die Vergabe von Lizenzen und die Festsetzung von Energiepreisen sind Aufgaben der im Jahr 2001 gegründeten tschechischen Regulierungsbehörde. In den vergangenen Jahren hat es mehrfach Preisveränderungen gegeben, darunter auch Preissenkungen für Endverbraucher. Anfang 2005 haben – nach Angaben der tschechischen Energiebehörde – die Erdgaspreise für Endverbraucher wieder etwa das Niveau von 2002 erreicht.⁵³ Die Erdgaspreise bleiben damit unter dem in Westeuropa geltenden Niveau.⁵⁴

Insgesamt ist in der Tschechischen Republik die Privatisierung des Gassektors bereits weit vorangeschritten. Dabei haben sich ausländische Unternehmen in einem – verglichen mit anderen Ländern – hohen Maße beteiligen können. Die Basis für eine Intensivierung des Wettbewerbs könnte damit gelegt sein.

⁵³ Bislang sind die tschechischen Gaspreise nach Größenklassen differenziert. Die Preise für Endabnehmer haben zudem eine regionale Differenzierung. Bei Haushalten werden verschiedene Verbrauchertypen unterschieden.

⁵⁴ Mit der Liberalisierung seit Januar 2005 und der Abschaffung bisheriger Preisfestsetzung soll eine revenue cap-Regulierung, also eine Regulierung durch Festsetzung der Erlösobergrenze, im Transportbereich eingeführt werden.

3.1.4.4 Slowakei

Am Primärenergieverbrauch der Slowakei hat Erdgas einen Anteil von 30 %, es ist damit vor Steinkohle und Braunkohlen (23 %), Mineralöl (ca. 18 %) und Kernenergie (25 %) der wichtigste Energieträger. Die inländische Produktion von Erdgas ist gering; es wird ausschließlich aus Russland importiert. Ebenso wie in der Tschechischen Republik ist die Slowakei Transitland für russische Lieferungen nach Westeuropa. Mit Russland besteht ein langfristiger, bis zum Jahr 2008 geltender Liefer- und Transitvertrag.

Rechtliche Grundlage für den slowakischen Energiesektor ist das Energiegesetz von 1998.⁵⁵ Das Dekret 548/2002 gibt einen Zeitplan für die Liberalisierung vor. Seit Mitte 2002 können Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 25 Mill. m³ ihren Lieferanten frei wählen; seit Januar 2003 gilt dies für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 15 Mill. m³. Für private Haushalte wird der Marktzutritt Mitte 2007 grundsätzlich möglich. Eine Besonderheit ist, dass aufgrund des langfristigen Importvertrags mit Russland bis 2008 kein weiterer grenzüberschreitender Importbedarf besteht. Der Umfang der kurzfristigen Gastransaktionen dürfte daher zunächst gering bleiben.

Für Import, Transit und Vertrieb von Erdgas ist das Unternehmen Slovensky Plynarensky Priemysl zuständig, das im Jahr 2002 teilprivatisiert wurde; die Mehrheit (51 %) hält der staatliche slowakische Eigentumsfonds, die restlichen 49 % gingen an das Konsortium aus Ruhrgas, Gazprom und EdF.⁵⁶

Die slowakische Regulierungsbehörde ist für die Preissetzung für Gas zuständig. In den vergangenen Jahren wurden die Preise für gewerbliche und private Endverbraucher mehrfach angepasst und erhöht; dabei wurde auch die Quersubventionierung abgebaut.⁵⁷ Im Vergleich zu den anderen osteuropäischen Ländern lagen Anfang 2004 die Preise für slowakische Privathaushalte – wie Tabelle 3–2 zeigt – eher am oberen Rand; verglichen mit den Preisen in Westeuropa war das Niveau der Gaspreise zu diesem Zeitpunkt nach wie vor niedrig.

⁵⁵ Ein neues Energiegesetz ist bereits seit dem Jahr 2003 in Diskussion; es wird erwartet, dass das Gesetz im Jahresverlauf 2005 verabschiedet werden kann. Das Gesetz soll auch Regelungen zum Gasmarkt enthalten, die bislang in Ausführungsverordnungen geregelt wurden.

⁵⁶ Bis Ende 2003 war gesetzlich vorgeschrieben, dass der Staat an strategischen Unternehmen eine Mehrheitsbeteiligung hält.

⁵⁷ European Bank for Reconstruction and Development, 2004.

3.1.4.5 Slowenien

Der Primärenergieverbrauch Sloweniens wird zu rd. 35 % durch Mineralöl gedeckt. Erdgas spielt mit etwa 12 % eine nachgeordnete Rolle. Slowenien verfügt nur über geringe eigene Erdgasvorkommen. Erdgas wird daher fast ausschließlich importiert, und zwar aus Russland, Algerien und in geringen Mengen aus Österreich.

Das 1999 in Kraft getretene Energiegesetz legte wichtige Eckpunkte zur Entwicklung der Energiewirtschaft fest, darunter auch zur Öffnung des Elektrizitäts- und Gassektors. Die Liberalisierung des slowenischen Gassektors setzte am 1. Januar 2003 ein; Kunden mit einem Verbrauch über 25 Mill. m³ sind seitdem berechtigt, ihren Lieferanten frei zu wählen; im Jahr 2003 waren dies 20 Großverbraucher (11 Industriekunden und 9 Stromproduzenten).⁵⁸ Entsprechend des Beschleunigungsgesetzes der EU wurden gewerbliche Kunden Mitte 2004 zugelassen. Private Haushalte werden Mitte 2007 folgen.⁵⁹

Das Gasunternehmen Geoplin ist für den Transit, den Transport und den Großhandel von Erdgas zuständig.⁶⁰ An Geoplin ist der Staat mit 24,5 % beteiligt, weitere 34,6 % entfallen auf sechs regionale Verteilergesellschaften; die restlichen 40,9 % werden insgesamt von 133 Aktionären, darunter von weiteren sechs regionalen Gesellschaften, gehalten.

Die slowenische Energieagentur übernimmt u.a. die Aufsicht über den Gasmarkt, vergibt Lizenzen und ist grundsätzlich im Rahmen der Preissetzung tätig. Die Preise für Erdgas wurden dabei unter Berücksichtigung der Entwicklung der Ölpreise auf internationalen Märkten ermittelt. Nach Angaben der Energieagentur lag der durchschnittliche Verbraucherpreis für Erdgas im Jahr 2002 bei 37,85 Tolar/m³ (ca. 165 €/1000 m³) und im Jahr 2003 bei 45,05 Tolar/m³ (190 €/1000 m³).⁶¹ Im März 2004 wurden Energiepreise wieder in die Liste administrierter Preise aufgenommen. Diese Preisadministration soll im Rahmen der Inflationsbekämpfung nur vorübergehend wirksam sein.⁶²

⁵⁸ Im Jahr 2003 haben die berechtigten Kunden ihren Lieferanten (Geoplin) nicht gewechselt; sie haben ihr Gas zu den für andere Kunden üblichen Tarifen bezogen. Vgl. Energy Agency of the Republic of Slovenia. Report on the Energy Sector for 2003. <http://www.agen-rs.si/eng/frames.asp>.

⁵⁹ Energy Agency of the Republic of Slovenia.

⁶⁰ Die Zahl regionaler Versorgungsunternehmen ist in den vergangenen Jahren gestiegen; es handelt sich dabei vor allem um Unternehmen, welche die Versorgung von Kommunen übernehmen. Das größte Unternehmen ist Energetika Ljubljana.

⁶¹ Im Februar 2004 wurde beschlossen, Gaspreise der regionalen Verteiler vorübergehend in die Liste administrierter Preise aufzunehmen.

⁶² European Bank for Reconstruction and Development, 2004.

Insgesamt ist die Öffnung des slowenischen Gassektors zwar entlang der EU-Vorgaben erfolgt, eine weitere Entflechtung und Privatisierung des Sektors steht aber noch aus. Darüber hinaus behindern Einschränkungen in der freien Preisbildung grundsätzlich die Reformen der slowenischen Gaswirtschaft.

3.1.5 Beitrittskandidaten

Die Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien sind verpflichtet, Vorgaben der Europäischen Union auch für den Gassektor in nationales Recht umzusetzen. Noch sind in beiden Ländern weitere Reformen im Gassektor notwendig, insbesondere bei der Entflechtung der Gasgesellschaften und der Öffnung der Märkte. Die Voraussetzungen für den weiteren Ausbau des Gassektors sind in den beiden Ländern unterschiedlich.

3.1.5.1 Rumänien

Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch Rumäniens beträgt etwa 36 %. Erdgas ist damit der wichtigste Energieträger, gefolgt von Mineralöl (28 %) und Kohle (23 %). Rumänien verfügt über eigene Erdgasvorkommen. In der Vergangenheit konnte Erdgas sogar exportiert werden. Inzwischen decken eigene Erdgasvorkommen knapp drei Viertel des Gasbedarfs,⁶³ Importe aus Russland ein Viertel.

Rumänien hat sich zum Ziel gesetzt, 2007 der Europäischen Union beizutreten. Das Land versucht daher, die europäischen Vorgaben bei Reformen im Energiesektor zu berücksichtigen bzw. teilweise vorab in nationales Recht umzusetzen.⁶⁴ Zudem wurde vom Wirtschaftsministerium im Jahr 2003 eine Analyse und Entwicklungsperspektiven der rumänischen Energiewirtschaft, u.a. des Gassektors, vorgelegt.⁶⁵ Es ist vorgesehen, den Gasmarkt stufenweise zu öffnen. Entsprechend europäischen Vorgaben soll der Prozess Mitte 2007 mit der Öffnung der Märkte für private Haushalte abgeschlossen sein. Im Jahr 2003 war nach Angaben der Europäischen Kommission eine Marktöffnung von 40 % erreicht. Mehr als 50 %

⁶³ Die Eigenproduktion soll gesichert bzw. erhöht werden; ein Abkommen zur gemeinsamen Förderung wurde zwischen der rumänischen Gesellschaft Romgaz und Wintershall im Jahr 2003 unterzeichnet.

⁶⁴ Mitte 2004 wurde ein Gesetz zum Gassektor erlassen, das u.a. die Zuständigkeiten der Regulierungsbehörde festlegt und Mindestanforderungen der Gasversorgung vorgibt. Vgl. Legea Gazelor (Nr. 351 din 14 iulie 2004). <http://www.minind.ro/>.

⁶⁵ Romanian Government. Ministry of Economy and Commerce (2003), Road Map for Energy Sector of Romania, July 2003. <http://www.minind.ro/>.

der wahlberechtigten Industriekunden haben seit Marktöffnung ihren Versorger gewechselt⁶⁶. Die Kommission hat Rumänien in ihrem aktuellen Fortschrittsbericht einen Teilerfolg im Energiesektor bescheinigt, sie hat aber auch darauf hingewiesen, dass weiterhin Reformbedarf u.a. bei der Umstrukturierung und Verbesserung der Zahlungsmoral besteht.⁶⁷

Die Umgestaltung des rumänischen Erdgassektors setzte 1998 ein. Das Staatsunternehmen S.N.G.N. Romgaz S.A. wurde zunächst in fünf staatliche Gesellschaften aufgeteilt: Distrigaz Sud Bucuresti (Versorgung und Verteilung), Distrigaz Nord Targu-Mures (Versorgung und Verteilung), Exprogaz Medias (Produktion und Speicherung), Depogaz Ploiesti (Speicherung) und Transgaz (Transit und Transport).⁶⁸ Im Jahr 2001 wurden Depogaz und Exprogaz miteinander verschmolzen und das neue Unternehmen S.N.G.N. Romgaz S.A. gegründet; dieses ist zuständig für Exploration, Produktion und Speicherung. Die als Netzbetreiber fungierende Abteilung der Gesellschaft S.N.T.G.N. Transgaz S.A ist weiterhin als "market operator" tätig. Sie macht der Regulierungsagentur für Gas (gegründet 2001) Vorschläge zu den Transit- und Transportgebühren; die Agentur legt daraufhin die Gebühren offiziell fest.⁶⁹

Die Regulierungsbehörde hatte im August 2002 einen einheitlichen Preis für Endverbraucher festgelegt und damit die Quersubventionierung der privaten Haushalte durch gewerbliche Verbraucher zunächst abgebaut. Im Jahr 2003 setzte eine Tarifstaffelung (vgl. Abbildung 3-1) ein und im weiteren Verlauf wurden die Gaspreise sukzessive erhöht. Zum Jahresanfang 2005 wurde eine erneute Erhöhung der Preise (ohne Steuern) auf 5.187.450 Lei/1000m³ (159 USD/1000m³) für private Haushalte und auf 4.772.438 Lei/1000m³ (146 USD/1000m³) für die übrigen Endverbraucher beschlossen.⁷⁰ Mit Preisen von unter 4 €/GJ sind die Gaspreise in Rumänien verglichen mit Gaspreisen in den bereits der Europäischen Union beigetretenen mittel- und osteuropäischen Ländern sehr gering.

⁶⁶ Im Vergleich zu 7 % in Deutschland, vgl. European Commission, 2005b.

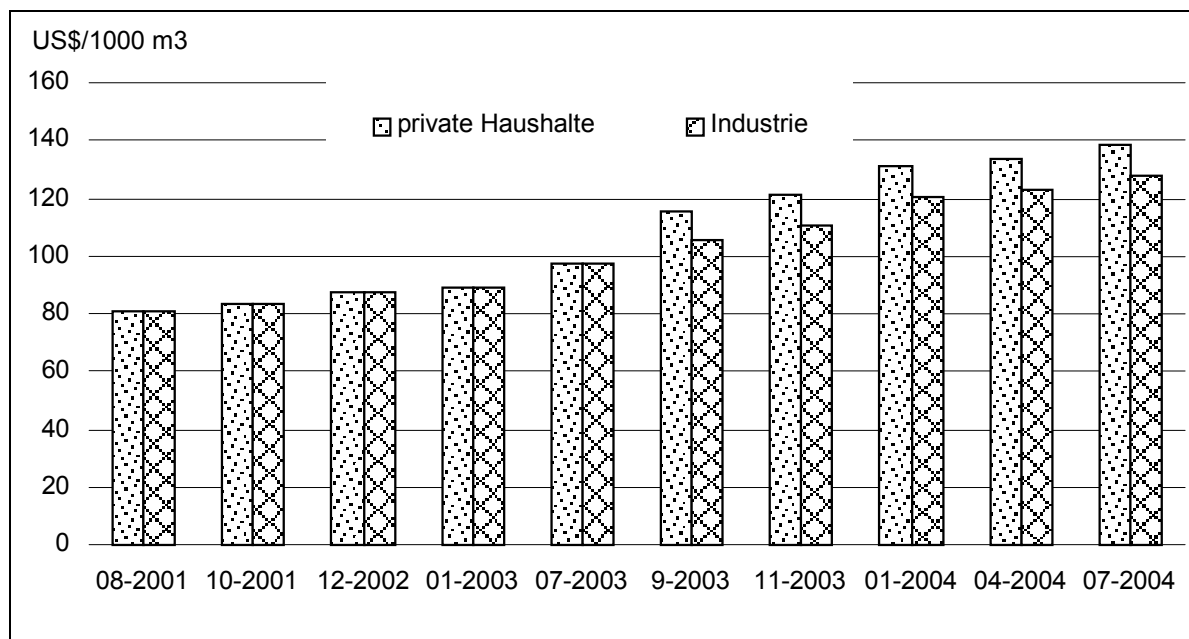
⁶⁷ Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2004), Regelmäßiger Bericht über die Fortschritte Rumäniens auf dem Weg zum Beitritt, Brüssel, 6. Oktober 2004. http://europa.eu.int/comm/enlargement/report_2004/pdf/rr_ro_2004_de.pdf.

⁶⁸ Im Jahr 2004 wurde die Privatisierung der regionalen Gesellschaften Distrigaz Nord und Distrigaz Sud eingeleitet; im Oktober wurden Vereinbarungen zu einer 51-prozentigen Übernahme von Distrigaz Nord durch die Ruhrgas AG getroffen. Gaz de France hat 51 % an Distrigaz-Süd im Oktober 2004 übernommen (vgl. Deutsch-Rumänische Industrie und Handelskammer, 2004), Rumänien Wirtschaftsnachrichten (8.-27. Oktober 2004). http://216.239.59.104/search?q=cache:mWDI4SdFvI8J:www.pfalz.ihk24.de/LUIHK24/LUIHK24/produktmarken/international/anhaengsel/RW_8-27_10.pdf+Rum%C3%A4nien+Privatisierung+Gas&hl=de.

⁶⁹ Die Transitgebühren lagen 2002 bei 6,9 USD/m³ und 2004 bei 6,25 USD/m³, vgl. Romanian Energy Policy Association. http://www.aper.ro/Energy_Sector/Tariffs/tariffs.html.

⁷⁰ Daneben bestehen für sozial schwache Bevölkerungsgruppen spezielle, ermäßigte Tarife.

Abbildung 3-1
Rumänien: Entwicklung regulierter Preise für Erdgas



Quelle: The National Authority for Natural Gas Regulations (ANRGN); zit. nach Romanian Energy Policy Association. http://www.aper.ro/Energy_Sector/Tariffs/tariffs.html.

Die Europäische Kommission sieht die Verhandlungen mit Rumänien über das Kapitel Energie als vorläufig abgeschlossen an. Die Vereinbarungen machen weitere Reformen im rumänischen Gassektor notwendig. Handlungsbedarf besteht insbesondere in den Bereichen der Umstrukturierung, Privatisierung und Preisbildung.

3.1.5.2 Bulgarien

Bulgarien möchte 2007 der Europäischen Union beitreten. Es deckt über ein Drittel seines Primärenergieverbrauchs mit Kohlen (Braunkohlen 22 % und Steinkohle 13 %); Kernenergie trägt 28 %, Mineralöl 23 % und Erdgas 13 % bei. Eigene Erdgasvorkommen spielen für die Versorgung eine untergeordnete Rolle. Erdgas wird aus der Russischen Föderation importiert. Bulgarien ist Transitland für russisches Gas nach Griechenland, Mazedonien und in die Türkei.

Im Jahre 2003 wurde ein Energiegesetz verabschiedet, das Grundsätze zur Öffnung des Strom- und Gasmarktes enthält. Die Anforderungen der EU waren damit aber nicht erfüllt. Die Europäische Kommission hat Bulgarien im aktuellen Fortschrittsbericht aufgefordert, die Rechtsvorschriften der Gemeinschaft zu übernehmen, insbesondere in Hinblick auf den Ener-

giebinnenmarkt (Elektrizität und Gas). Die Kommission bemängelt, dass keine nennenswerte Öffnung des Gassektors stattgefunden hat.⁷¹ Die Kommission drängt ferner darauf, die Umstrukturierungsprogramme umzusetzen.

Für Import, Transport und Großhandel von Erdgas ist in Bulgarien das staatliche Unternehmen Bulgargaz zuständig.⁷² Als regionale Verteilergesellschaft spielt Overgas eine zentrale Rolle; die Gesellschaft ist auch an kommunalen Versorgern beteiligt und damit im Auf- und Ausbau kommunaler Netze tätig.⁷³ Bislang hat Erdgas in der Energieversorgung der privaten Haushalte eine sehr geringe Rolle gespielt.

Die Erdgaspreise unterliegen einer Preisregulierung durch die Staatliche Kommission für Energieregulierung.⁷⁴ Große Verbraucher können mit Bulgargaz in gewissem Umfang die Konditionen von Gaslieferungen direkt verhandeln. Eine weitere Marktöffnung und auch grundsätzliche Umstrukturierungen im bulgarischen Gassektor stehen noch aus. Tabelle 3–7 und Tabelle 3–8 zeigen die wichtigsten Erdgastarife (1 Leva=0,51224 Euro, Stand 31.1.05).

⁷¹ Europäische Kommission, 2004.

⁷² Für den Import russischen Erdgases besteht ein langfristiger Importvertrag (bis 2010) mit Gazprom.

⁷³ Overgas hat bislang auch die Mehrheit der von der Regulierungsbehörde vergebenen Lizenzen für die regionale Versorgung erhalten. Hier sind allerdings die Ausschreibungen noch nicht abgeschlossen. So wurde Ende Dezember 2004 die regionale Versorgung in der Donauregion ausgeschrieben. An der Ausschreibung können sich auch Ausländer beteiligen. http://www.dker.bg/resolutions/res_tpg19_en.pdf.

⁷⁴ Im Juni 2004 wurde eine Richtlinie zur Regulierung der Gaspreise erlassen; darin sind mehrere Regulierungsmethoden ("cost-plus"; "rice cap", "revenue cap"-regulation) vorgesehen, vgl. http://www.dker.bg/laws/-ordinance_gas_en.pdf.

Tabelle 3–7

Erdgaspreise Transit, Speicherung und Verkauf, “Bulgargaz” EAD

Periode	Preise für			Erdgasverkaufspreis von “Bulgargaz” EAD für Verbraucher, angeschlossen ans Netz für				Rechtsgrundlage
	Ferntransport	Verteilung	Lagerung	Ferntransport		Verteilung		
	leva/ 1000m ³ ohne MWSt.	leva/ 1000m ³ ohne MWSt.	leva/ 1000m ³ / month ohne MWSt.	leva/ 1000m ³ mit MWSt.	leva/ 1000m ³ ohne MWSt.	leva/ 1000m ³ mit MWSt.	leva/ 1000m ³ ohne MWSt.	
	2003							
01. Januar - 31. März 2003	25	8		280,06	233,38	289,66	241,38	Entscheidung SCER № LJ-052/ 17.12.2002
01. April - 30. Juni 2003r.	25	8		287,19	239,33	296,79	247,33	Entscheidung SCER № LJ-007/ 27.03.2003
01 Juli - 30. September 2003r.	23,1	7,72	2,67	263,71	219,76	272,98	227,48	Entscheidung SCER № LJ-010/ 25.06.2003
01. Oktober - 31. Dezember 2003r.	23,1	7,72	2,67	288,72	240,6	297,98	248,32	Entscheidung SCER № LJ-016/ 24.09.2003
	2004							
01. Januar - 31. März 2004r.	23,1	7,72	2,67	263,12	219,27	272,39	226,99	Entscheidung SCER № LJ-021/ 18.12.2003
01. April - 30. Juni 2004	23,1	7,72	2,67	255,71	213,09	264,97	220,81	Entscheidung SCER № LJ-007/ 29.03.2004r.
01. July - 30. September 2004	23,1	7,72	2,67	273	227,5	282,26	235,22	Entscheidung SCER № LJ-009/ 30.06.2004
01. Oktober - 31. Dezember 2004	23,1	7,72	2,67	278,1	231,75	287,36	239,47	Entscheidung SCER № LJ-015/ 29.09.2004
	2005							
01. Januar - 31. März 2005r.	23,1	7,72	2,67	278,1	231,75	287,36	239,47	Entscheidung SCER № LJ-015/ 29.09.2004
Quelle: Angaben nach Bulgargaz. http://www.bulgargaz.bg/index.php?lng=en .								

Tabelle 3–8
Erdgaspreise "Sofiagaz" EAD

Verbrauchergruppe	Leva/1000 m ³
Industrie	
von 10 000 m ³ /Jahr.	427,44
von 100 000 m ³ /Jahr.	396,8
von 1 000 000 m ³ /Jahr	374,5
über 1 000 000 m ³ /Jahr	336,72
Verwaltung und Handel	
von 10 000 m ³ /Jahr.	458,42
von 100 000 m ³ /Jahr.	423,29
von 1 000 000 m ³ /Jahr.	383,74
über 1 000 000 m ³ /Jahr	359,64
kommunale Verbraucher	545,44
Quelle: Angaben nach Overgas. http://www.overgas.bg/Prices/ShowCompany.jsp?companyurl=/Prices/-Companies/Sofia.jsp .	

3.2 Marktreformen im Stromsektor

Das Wichtigste in Kürze

Im Rahmen der Beitrittsverhandlungen verpflichteten sich alle NMK, ihre Strommärkte entsprechend der europäischen Vorgaben zu restrukturieren. Bei der Umsetzung der Strommarkttrichtlinie 2003/54/EU verfolgt jedes Land seinen eigenen Ansatz. Das Resultat sind Strommärkte, deren Wettbewerbssituation in etwa dem kontinentaleuropäischen Durchschnitt entspricht, welcher bekanntermaßen weit vom Idealbild offener Märkte entfernt ist.

Für deutsche Unternehmen war bisher besonders die Privatisierung von Verteilungsnetzbetreibern von Interesse. So haben E.ON und/oder RWE in nahezu allen mittel- und südosteuropäischen Staaten Anteile an Regionalverteilern erworben (vgl. Anhang 1). Im Gegensatz dazu verlief die Privatisierung von Erzeugungskapazitäten weitaus schleppender, und Übertragungsnetzbetreiber wurden in keinem der betrachteten Staaten privatisiert.

In den zentraleuropäischen neuen Mitgliedsländern gibt es kaum ein politisches Interesse, über die in Angriff genommenen Reformen hinauszugehen. Ohne Druck aus Brüssel oder fiskalische Notwendigkeit werden daher keine gravierenden Veränderungen mehr erfolgen. Bis auf die Verteilungsnetzbetreiber in Slowenien und Polen sind sämtliche politisch gewünschten/akzeptierten Privatisierungen in Zentraleuropa abgeschlossen. Lediglich das Auslaufen der Langfristverträge in Polen und Ungarn könnte, wenn die angedachten Reformen der Regelenenergiemärkte Wirklichkeit werden, den Wettbewerb in diesen Ländern noch einmal stärken.

In den südosteuropäischen Beitrittsstaaten sind die Strommarktreformen momentan im Gange. Die damit verbundenen Privatisierungen eröffnen Chancen für deutsche EVUs, welche bereits teilweise genutzt wurden. Ob und in welcher Form der angestrebte gemeinsame südosteuropäische Markt verwirklicht wird, ist aufgrund der großen Anzahl beteiligter Länder und Interessengruppen schwer abzuschätzen.

Das Sorgenkind der europäischen Strommarktreformen sind die baltischen Staaten. Die heute noch einzelstaatlich organisierten und mit dem nordwestrussischen Übertragungsnetz verbundenen Stromsysteme sind höchst ineffizient und marktfern. Momentan gibt es keinen Anlass, eine baldige Änderung dieser Situation – welche signifikante ausländische Beteiligungen bisher verhindert hat – zu erwarten.

3.2.1 Überblick

Die Strukturen der Elektrizitätsmärkte in den acht neuen Mitgliedsstaaten unterscheiden sich teilweise deutlich. Während der polnische und der ungarische Stromerzeugungssektor, trotz ihrer geringeren Größe, eine niedrigere Konzentration als der entsprechende Sektor in Deutschland aufweisen, ist die Stromerzeugung in andere Staaten – wegen der kleinen nationalen Märkte oder wegen stark oligopolistischer Strukturen – noch stärker konzentriert. Hierbei sticht besonders der tschechische Markt, der auch bei der Entflechtung und den Anbieterwechselverhalten weit hinten rangiert, hervor.

Tabelle 3–9

Elektrizitätsmarktübersicht des Benchmarking Reports der EU Kommission (2005)

Land	Anzahl der Erzeuger mit mehr als 5% Anteil an der Gesamterzeugung	Anteil der Erzeugung der drei größten Erzeuger an der Gesamterzeugung	Entflechtungs-rating für Übertragungsnetzbetreiber**	Entflechtungs-rating für Verteilungsnetzbetreiber**	Anteil der Großkunden, die seit Marköffnung den Anbieter gewechselt haben
Estland	1	95 %	6	6	< 5 %
Lettland	1	95 %	5	2	< 5 %
Litauen	3	92 %	6	6	5 – 20 %
Polen	7	45 %	5	0	5 – 20 %
Slowakei	1	86 %	2	2	< 5 %
Slowenien	3	87 %	6	3	5 – 20 %
Tschech. Rep.	1	76 %	1	1	5 – 20 %
Ungarn	7	66 %	2	2	20 – 50 %
Deutschland	5	72 %	3	3	20 – 50 %

Quelle: Commission (2005), Report on progress in creating the internal gas and electricity market.
 * Zur optischen Hervorhebung sind die Kästchen umso heller dargestellt, je stärker der Indikator auf einen wettbewerblichen Markt hindeutet.
 ** Diese Ratings aus dem EU Benchmarkingreport können Werte zwischen 0 und 6 annehmen. Je höher der Wert ist, desto strikter ist die Entflechtung.

Trotz der strukturellen Unterschiede sprechen die Marktergebnisse allerdings eine sehr deutliche Sprache: Das einzige neue Mitgliedsland in dem seit Marköffnung mehr als 20 % der industriellen Großkunden ihren Anbieter gewechselt haben ist Ungarn. In allen anderen neuen Mitgliedsstaaten deutet eine geringe Wechselbereitschaft auf einen Mangel realer Alternativen – und somit einen auch im Vergleich zu Deutschland wenig wettbewerblichen Markt – hin.

Im Folgenden werden die rechtlichen Rahmenbedingungen, der Stand der Privatisierung und die Marktstruktur der mittelosteuropäischen Stromsektoren in ihren Grundzügen dargestellt.⁷⁵ Trotz der Fortschritte, die diese Länder bei der Privatisierung und Liberalisierung der Ener-

⁷⁵ Dieser Darstellung liegen hauptsächlich folgende Quellen zugrunde: Eurelectric (2004); Benchmarking Report (EU Kommission (2005)); Samuels (2004); Encharter Länderberichte (2000-2004).

giemärkte bis heute erreicht haben, verhindern die bestehenden Strukturen in vielen Fällen noch, dass der Wettbewerb seine Funktion voll erfüllen kann.

3.2.2 Baltische Staaten

Die drei baltischen Staaten haben zusammen lediglich die Einwohnerzahl von Bulgarien (ca. 7,5 Mill.) und jeder von ihnen ist kleiner als ein durchschnittliches deutsches Bundesland. Sie werden hier daher nur kurz behandelt.

Aufgrund ihrer Lage und Geschichte sind die Elektrizitätssysteme der drei baltischen Staaten noch in das russische Stromsystem (IPS/UPS) eingebunden. Eine direkte Verbindung zum UCTE-System besteht nicht. Die Abhängigkeit von Stromimporten aus dem Osten wird sich voraussichtlich in den nächsten Jahren mit der Abschaltung des litauischen Atomkraftwerks Ignalina und der umweltrechtlich bedingten Verringerung der estnischen Ölschieferverbrennung deutlich erhöhen. Für alle drei Staaten ist dies eine politisch brisante Entwicklung. Die Gefahr einer zunehmenden Importabhängigkeit von Russland beim Strom war keine gute Voraussetzung für die Umsetzung rein marktwirtschaftlich ausgerichteter Sektorreformen.

3.2.2.1 Estland

Grundlage des estnischen Strommarktes ist das neue Strommarktgesetz, das seit 1. Juli 2003 in Kraft ist. Darin ist unter anderem festgelegt, dass momentan nur Kunden mit mehr als 40 GWh (ca. 10 % des Verbrauchs) ihren Versorger frei wählen dürfen.⁷⁶ Für den Stromimport ist darüber hinaus noch eine gesonderte Lizenz notwendig. Daher ist der freie Markt momentan sehr klein.

Der estnische Stromsektor wird von dem staatseigenen Konzern Eesti Energia dominiert. Dieser betreibt die zwei mit Ölschiefer befeuerten Narva Kraftwerke, welche 90 % des Stroms erzeugen. Darüber hinaus ist Eesti Energia auch als Verteilungs-⁷⁷ und Übertragungsnetzbetreiber⁷⁸ sowie im Ölschieferabbau aktiv. Diese Unternehmensteile sind rechtsförmlich entflochten. Im März 2005 hat die estnische Regierung den öffentlichen Börsengang des Stromkonzerns vorgeschlagen, allerdings bestehen Zweifel, ob die Pläne, den Konzern zu

⁷⁶ Diese Abweichung von der Direktive 2003/54/EC ist in den Beitrittsverhandlungen ausgehandelt worden.

⁷⁷ "OÜ Jaotusvõrk" Auf dem estnischen Markt gibt es auch zwei private Verteilungsnetzbetreiber: Laanemaa (gehört Fortum OY) und Narva (gehört Cinergy).

⁷⁸ "OÜ Põhivõrk".

privatisieren, durchgehalten werden. Zum einen ist das Unternehmen hochprofitabel und zum anderen sind ähnliche Pläne in der Vergangenheit an politischen Widerständen gescheitert.⁷⁹

Momentan ist Estland noch ein Nettostromexporteur. Allerdings muss ein Großteil der vorhandenen Kapazitäten aufgrund von europäischen Umweltvorschriften stillgelegt werden.⁸⁰ Aus diesem Grund ist es fraglich, ob das Unterseegleichspannungskabel "Estlink" nach Finnland, welches wahrscheinlich 2006 fertiggestellt wird, wie ursprünglich geplant für Exporte genutzt werden wird oder ob es langfristig eher dazu dienen wird, die Importabhängigkeit von Russland zu verringern.⁸¹

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen erfolgt hauptsächlich durch eine für eine feste Laufzeit gewährte, technologie-unabhängige Einspeisevergütung von 5 €-Cents/kWh sowie durch eine Mehrwertsteuerbefreiung.

3.2.2.2 Lettland

Das 2001 novellierte Energiegesetz von 1998 stellt die rechtliche Grundlage für den lettischen Stromsektor dar. Darin wird auch die Rolle der Regulierungsbehörde (Public Utilities Commission - PUC) definiert, die unter anderem die Tarife für alle Aktivitäten des lettischen Stromkonzerns Latvenergo festlegt. Das staatseigene Unternehmen Latvenergo ist für Stromerzeugung⁸², -übertragung und -verteilung sowie die Fernwärmeversorgung von Riga zuständig. Lediglich vier Prozent der nationalen Energieerzeugung gehören nicht Latvenergo. Die Stromversorgung ist in sieben regionalen Unternehmen gegliedert. Pläne Latvenergo zu privatisieren, wurden 2000 aufgegeben und per Gesetz auch für die Zukunft ausgeschlossen. Die Entflechtungsvorschriften der Europäischen Union wurden mit der rechtsförmlichen Ausgliederung der Übertragungsnetzsparte erfüllt. Seit der Marktöffnung basieren Stromverkäufe im Jahre 2004 für alle Kunden – mit Ausnahme der privaten Haushalte – meist auf bilateralen Verträgen von Konsumenten und Latvenergo.

Lettland ist der einzige Nettoimporteur in der Region. Es wird geschätzt, dass der Selbstversorgungsgrad in trockenen Jahren aufgrund des hohen Wasserkraftanteils nur bei rund 60 %

⁷⁹ Verkauf von Narva Kraftwerken an NRG scheiterte nach 6jähriger Vorbereitung 2002.

⁸⁰ Für die vollkommene Umsetzung der dabei relevanten Großfeuerungsanlagenverordnung (LCP) hat Estland eine Übergangsperiode bis 2016 ausgehandelt.

⁸¹ Im Februar 2005 wurde der Auftrag für den Bau des Kabels von der estnischen 330 kV Transformatorenstation Harku zur finnischen 400 kV Transformatorenstation Espoo an ABB vergeben.

⁸² Drei Wasserkraftwerke mit 1500 MW und zwei KWK-Kraftwerke mit 500 MWe.

liegt. Die Förderung erneuerbarer Energien erfolgt über ein System erhöhter Einspeisevergütungen.

3.2.2.3 Litauen

Das aktuelle Elektrizitätsgesetz ist seit 1. Januar 2002 in Kraft. Nach diesem dürfen alle Nichthaushaltskunden bei der Regulierungsbehörde den Status eines wahlberechtigten Konsumenten beantragen. Während nichtwahlberechtigte Konsumenten ihren Strom vom öffentlichen regionalen Versorgungsunternehmen zu regulierten Preisen beziehen, dürfen wahlberechtigte Konsumenten ihr Versorgungsunternehmen (2003 gab es 14 unabhängige Versorger) frei wählen. Die Regulierung der Preise für nichtwahlberechtigte Konsumenten, von marktdominierenden (>25 %) Stromproduzenten sowie für Stromtransport und -verteilung erfolgt durch die Valstybinė kainų ir energetikos kontrolės komisija (Nationale Kontrollkommission für Preise und Energie).

In Litauen gibt es einen staatlichen Übertragungsnetzbetreiber Lietuvos Energija AB, zwei Verteilungsnetzbetreiber⁸³ sowie acht Erzeugungsunternehmen. Die Stromerzeugung wird vom Atomkraftwerk Ignalina dominiert, das sehr niedrige Stromerzeugungskosten hat. Mit der Abschaltung des ersten Blocks von Ignalina Ende 2005 sanken die Erzeugungskapazitäten Litauens deutlich. Die Abschaltung des zweiten Blockes ist für 2009 vorgesehen. Ein Teil der dann fehlenden Kapazitäten soll durch die Modernisierung des Lietuvos-Wärmeleistungswerkes bereitgestellt werden. Allerdings bemüht sich Litauen momentan um internationale Unterstützung für den Bau eines neuen Kernkraftwerkes.

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern wird mit einer Einspeisevergütung von 6,9 €-Cents/kWh für Wasserkraft und Biomasse und 7,5 €-Cents/kWh für Windenergie gefördert.

3.2.3 Polen

Rahmenbedingungen

⁸³ „Vakaru Skirstomieji Tinklai (VST)“ ist das Stromversorgungsunternehmen für den Westen des Landes (656.000 Kunden). 77 % seiner Anteile wurden 2003 an das Konsortium NDX Energija verkauft. „Rytu Skirstomieji Tinklai (RST)“ ist das Stromversorgungsunternehmen für den östlichen Teil Litauens (689.000 Kunden), die Privatisierung von 72 % seiner Anteile wurde im März 2004 gestoppt, nachdem „Esti Energia“ als einziger Bieter verblieben war. RST soll nach Medienberichten nun in Staatsbesitz verbleiben. Die schwedische E.ON-Tochter Sydcraft hält 20 % der Anteile von „RST“ sowie 15 % von „VST“.

Rechtliche Grundlage des polnischen Strommarkts ist das bis heute vielfach novellierte Energiegesetz von 1997.⁸⁴ Darin ist unter anderem die Aufgabe der Energieregulierungsbehörde (Urzędu Regulacji Energetyki – URE) geregelt. Diese genehmigt Tarifvorschläge der regulierten Unternehmen und kann Firmen, die auf dem wettbewerblichen Markt aktiv sind (also die meisten Erzeugungsunternehmen und Stromhändler), von der Genehmigungspflicht für die dort gültigen Preise befreien.

Der Übertragungsnetzbetreiber wurde mit Wirkung vom 1. Juli 2004 und die Verteilungsnetzbetreiber werden mit Wirkung vom 1. Juli 2007 von der Erzeugung legal getrennt. Seit Juli 2001 unterliegt die Stromerzeugung nicht mehr der Preisaufsicht, mit Wirkung ab Januar 2005 auch Heizkraftwerke nicht.⁸⁵ Industriekunden haben bereits zu regulierten Preisen Zugang zu den Netzen (TPA), vom 1. Juli 2007 an auch Privatkunden.

In Polen wird der Einsatz erneuerbarer Energien durch ein sogenanntes Quotenmodell gefördert. Danach muss jedes an Endenergieverbraucher verkaufende Energieunternehmen einen bestimmten Anteil⁸⁶ seines Stromabsatzes durch inländische erneuerbare Energieträger decken.⁸⁷ Für eventuelle Fehlmengen wird eine Strafzahlung fällig, die mindestens das Doppelte des Betrages ausmacht, den die Produktion der Fehlmenge mit erneuerbaren Energieträgern im Durchschnitt kosten würde. Die Erzeugungszertifikate können gehandelt werden.

Stand der Privatisierung

Nahezu alle großen europäischen Stromunternehmen (E.ON, EDF, Vattenfall, Verbund, Electrabel) besitzen Produktionskapazitäten in Polen. Die drei größten Stromerzeugungskonzerne Bełchatów-Opole-Turów (BOT)⁸⁸, Pątnów-Adamów-Konin (PAK)⁸⁹ und Południowy Koncern Energetyczny (PKE)⁹⁰ sind allerdings in Staatsbesitz.⁹¹ Das gilt auch für

⁸⁴ Energiegesetz vom 10. April 1997 (Journal of Laws of June 4th, 1997), letzte Novelle (Dz.U. z 2004 r. Nr.: 173, poz. 1808).

⁸⁵ Rozen, 2005.

⁸⁶ Dieser wird sukzessive von 3 % im Jahr 2005 auf 7,5 % im Jahr 2010 steigen.

⁸⁷ Pumpspeicherwerke sind ausgeschlossen.

⁸⁸ Mit BOT Górnictwo i Energetyka S.A. wurde eine staatseigene Aktiengesellschaft geschaffen, die eine polnische Energiereserve (ca. 1/3 des Kapazität) bildet. Diese soll, trotz möglicher Teilprivatisierung, auf absehbare Zeit unter Staatskontrolle bleiben.

⁸⁹ 50 % Staatsbesitz, 42 % Elektrim S.A.

⁹⁰ 30 % der Aktien von PKE sollten in Q4 2004 an die Börse gebracht werden. Dies hat sich offensichtlich verzögert und so bleibt PKE weiterhin in Staatsbesitz.

⁹¹ Strategische Entscheidungen der Firmen BOT und PKE sollen laut der polnischen Energiepolitikplanung weiterhin nur mit dem Einverständnis des Staats getroffen werden können. [Energy Policy of Poland until 2025].

den Übertragungsnetzbetreiber Polskie Sieci Elektroenergetyczne A.S. (PSE)⁹² sowie für einen Großteil der Stromverteilung. Während die zwei kleinsten Verteilungsnetzbetreiber (GZE in Südpolen, Stoen in Zentralpolen) an Vattenfall und RWE verkauft wurden, gehören die restlichen, in 6 Gruppen reorganisierten, 31 Unternehmen dem Staat. Ob und wann diese privatisiert werden steht noch nicht fest.⁹³

Marktstruktur

Trotz der relativ differenzierten Besitzstruktur des polnischen Stromproduktionssektors ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt relativ beschränkt. Dafür gibt es mehrere Gründe: Erstens wird trotz der Privatisierungswelle von 1998 bis 2003 (hauptsächlich im Heizkraftwerke-Bereich) ein erheblicher Teil der Stromerzeugung nach wie vor durch das Finanzministerium kontrolliert. Zweitens ist PSE trotz der legalen Trennung des Übertragungsnetzes nach wie vor ein vertikal integrierter Konzern, der über Tochtergesellschaften in der Stromerzeugung wie in der Stromverteilung tätig ist. Drittens legen in den Jahren 1995-1998 abgeschlossene Langfristverträge zur Investitionssicherung zwischen den Stromproduzenten und PSE noch immer die Preise von über 40 % der verkauften Stromproduktion fest. Derzeit diskutiert die Regierung mit der EU Kommission den Vorschlag, diese Verträge durch ein Staatsdekret aufzulösen.⁹⁴ Und viertens ist ein weiterer Teil der polnischen Stromproduktion durch sogenannte rote (KWK, ca. 12,4 %) und grüne (erneuerbare, ca. 2,85 %) Stromabnahmeverpflichtungen dem freien Markt entzogen.

Lediglich etwa 35 % der Stromerzeugung werden auf dem Großhandelsmarkt verkauft. Ein noch geringerer Anteil der Strommenge wird an der polnischen Strombörse (PolPX, ca. 2 % der Gesamtjahresproduktion) gehandelt. Dies ist teilweise auf die Lizenzierungsbedingungen zurückzuführen, welche Stromhandel nur solchen Firmen erlauben, die eine physische Netzverbindung vorweisen können und zum Balancing Markt Zugang haben. Darüber hinaus wird

⁹² Nach Informationen des polnischen Finanzministeriums kommt eine Privatisierung dieses Unternehmens erst nach Auflösung der Langfristverträge in Frage.

⁹³ Presseberichte sprechen davon, dass der jetzt für Mai 2005 geplante Verkauf einer Minderheitsbeteiligung der ENEA-Gruppe an einen strategischen Investor, ein Beispiel für die restlichen Privatisierungen sein kann. Die Kontrollmehrheit in der Gruppe, welche fünf Verteilungsnetzbetreiber in Westpolen vereint, soll in Staatsbesitz verbleiben.

⁹⁴ Die [ENERGY POLICY OF POLAND UNTIL 2025] sieht dafür einen Zeitrahmen bis 2008 vor. Die zugrundeliegende Rechtsverordnung ist das "Program for Restructuring the Long-Term Contracts (LTC) for the sales of capacity and electricity concluded between Polish Power Grid Company (PSE S.A.) and electricity producers of 29 July 2003".

der grenzüberschreitende Handel durch zu geringe Übertragungskapazitäten sowie ineffiziente Engpassmanagementmethoden erschwert.⁹⁵

3.2.4 Slowakei

Rahmenbedingungen

Rechtliche Grundlage des slowakischen Stromsektors ist das Energiegesetz von 1998.⁹⁶ Dieses wurde seither mehrfach novelliert und entspricht den Vorgaben der europäischen Direktiven.⁹⁷

Die Slowakei fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im europäischen Vergleich wenig. Eine sechsjährige Steuerbefreiung und Einspeisetarife von 3 €/Cent/kWh werden schwerlich zu einem signifikanten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen beitragen.

Stand der Privatisierung

Der slowakische Stromsektor ist in den letzten Jahren weitgehend privatisiert worden. So kaufte der italienische Stromkonzern ENEL Anfang 2005 66 % der Anteile des dominierenden Stromerzeugungsunternehmens Slovenské Elektrárne, a.s. (SE). Dieser Schritt war mit der Verpflichtung ENELs verbunden, den Ausbau der slowakischen Kernkraftwerke voranzutreiben. Presseberichte sprechen davon, dass ENEL bereits 1 Mrd. Euro für den Weiterbau der Blöcke Mochovce 3 und 4 eingeplant hat. Die drei slowakischen Verteilungsnetzbetreiber sind zwar noch mehrheitlich in Staatsbesitz, weisen aber erhebliche Minderheitsbeteiligungen von EDF, E.ON und RWE auf⁹⁸, die künftig aufgestockt werden können. Lediglich der Übertragungsnetzbetreiber Slovenská Elektrizačná Prenosová Sústava, a.s. (SEPS) befindet sich noch vollkommen in Staatsbesitz. Der Besitz von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung ist somit entflochten.

Marktstruktur

⁹⁵ Siehe Kapitel 6.1.

⁹⁶ Energy Act 70/1998.

⁹⁷ Die letzten Gesetzesänderungen traten am 1. Januar 2005 in Kraft und ist im Act No. 656/2004 Coll. geregelt. Gleichzeitig traten der Act No. 657/2004 Coll. („Wärmeenergieakt“) und Act. No. 658/2004 Coll. („Regulierung von Netzwerkindustrien“) in Kraft. In letzterem wird auch die Zuständigkeit der slowakischen Regulierungsbehörde für Netzindustrien (Úrad pre reguláciu sieťových odvetví – URSO) für den Elektrizitätssektor sowie deren Pflichten und Befugnisse festgelegt.

⁹⁸ ZSE (Západoslovenská energetika): National Property Fund 51 %, E.ON Energie, 40 %, EBRD 9 %; VSE(Východoslovenská energetika): National Property Fund 51 %, RWE Energy 49 %; SSE (Stredoslovenská energetika): National Property Fund 51 %, EDF 49 %.

Die slowakische Stromproduktion wird von SE dominiert. Der jetzt zu ENEL gehörende Konzern besitzt etwa 90 % der Stromerzeugungskapazitäten und ist mit 85 % an der Stromerzeugung beteiligt. Die volle Ausnutzung ihrer Kapazitäten wird derzeit durch billige Stromimporte aus der Tschechischen Republik und Polen, die fehlende vertikale Integration mit einem Verteilungsunternehmen, die umweltpolitisch begründete Importverweigerung Österreichs und die beschränkten Exportkapazitäten nach Ungarn verhindert. Dennoch wird ENEL mit geplanten Investitionen von 2,5 Mrd. Euro die Produktionskapazitäten weiter erhöhen.

Nach der Novelle des Energiegesetzes sind seit 1. Januar 2005 alle Nichthaushaltskunden berechtigt, ihre Stromlieferanten frei zu wählen, ab 1. Juli 2007 alle übrigen Kunden. Allerdings war der Prozess der Marktöffnung in den letzten Jahren durch fehlende Klarheit der Regeln für den Spotmarkt, den Balancingmarkt und für den Marktbetreiber selbst behindert worden.

3.2.5 Slowenien

Rahmenbedingungen

Das slowenische Energiegesetz von 1999 ist die Rechtsgrundlage des slowenischen Stromsektors.⁹⁹ Es wurde mehrfach novelliert und entspricht seit der Novelle vom April 2004 den Bestimmungen der Direktive 2003/54/EC. Neben dem Energiegesetz werden im Nationalen Energieprogramm (NEP) im Abstand von fünf Jahren Richtungsentscheidungen für einen Planungsrahmen von 10 bis 20 Jahren festgelegt. Das letzte NEP wurde 2004 verabschiedet.¹⁰⁰

Hauptfördermechanismus für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern sind jährlich angepasste Einspeisevergütungen. Diese betrugen 2004 zwischen rund 6 Eurocent für Wasserkraftwerke (<10MW) sowie Windkraftwerke, 7 Eurocent für Biomassekraftwerke und 38 Eurocent für kleine Photovoltaikanlagen. Größere Wasserkraftwerke werden nicht gefördert.

Stand der Privatisierung

Der Großteil des slowenischen Stromsektors befindet sich in Staatsbesitz, und es ist erklärte Politik der slowenischen Regierung, den zu privatisierenden Anteil der Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber unter 25 % zu halten. Außerdem soll die Kontrollmehrheit

⁹⁹ ENERGY ACT Official Journal of the Republic of Slovenia, No.: 79/1999.

¹⁰⁰ Slowenien nimmt als „politischer Teilnehmer“ am Athener Prozess teil, siehe Kasten "Athener Prozess unter Kapitel 3.2.8.

(>51 %) an den momentan vollkommen staatseigenen Stromproduzenten bewahrt werden. Die slowenischen Anteile an dem gemeinsam mit Kroatien betriebenen Atomkraftwerk Krsko werden ebenfalls nicht privatisiert. Lediglich für den Markt- und Strombörsenbetreiber Borzen wird eine Vollprivatisierung nicht ausgeschlossen.

Die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber sollen in Staatsbesitz bleiben. Die bisher lediglich buchhalterisch entflochtenen Verteilungsnetzbetreiber müssen allerdings bis 2008 rechtsförmlich entflochten werden.

Marktstruktur

Zwei Stromproduzenten dominieren den kleinen slowenischen Markt. Dies sind die staatseigene Holding Slovenske Elektrarne (HSE – mehr als 50 % Marktanteil), welche drei Wasserkraftwerksbetreiber¹⁰¹ und zwei Wärmekraftwerksunternehmen¹⁰² besitzt sowie Nuklearna Elektrarna Krsko (NEK), welche das Krško Atomkraftwerk (ca. 40 % Marktanteil) betreibt. Fünf mehrheitlich staatseigene Stromverteilungsunternehmen¹⁰³ sind für die Versorgung der Endkunden verantwortlich. Der Übertragungsnetzbetreiber Elektro-Slovenija, d.o.o. (ELES) ist gleichzeitig Muttergesellschaft des Strommarktbetreibers und darüber hinaus im Stromhandel sowie Telekommunikationssektor aktiv. Aufgrund der hohen Marktkonzentration, geringem Wettbewerb und 100 % Staatskontrolle ist der slowenische Stromsektor als wenig offen zu qualifizieren.

Mit einer gehandelten Strommenge von 281 GWh im Jahr 2004 zählt Borzen zu den kleinsten Strombörsen in Europa, dennoch soll sie zur Strombörse für den gesamten südosteuropäischen Raum ausgebaut werden.

Seit 2003 ist Slowenien Nettoimporteur von Elektrizität. Importiert wird Strom aus Österreich, exportiert nach Italien, das hohe Strompreise hat. Trotz signifikanter grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten (Importkapazität/Verbrauch = 53 %) bestehen Netzengpässe für beide Haupthandelsrichtungen. Daher ist der Bau von zwei 400 kV Übertragungsleitungen zwischen Okroglo und Udine geplant, welche 2011 in Betrieb gehen sollen. Allerdings hat Slowenien auch eine Abweichung seiner Allokationsmechanismen für grenz-

¹⁰¹ Dravske Elektrarne, Soske Elektrarne, Savske Elektrarne.

¹⁰² Termoelektrarna Brestanica, Termoelektrarna Šoštanj (KWK).

¹⁰³ Elektro Ljubljana (37 % der Stromverkäufe), Elektro Maribor (20 %), Elektro Celje (19 %), Elektro Promorska (15 %) und Elektro Gorenjska (9 %).

überschreitende Transmissionskapazitäten von den Vorgaben der Regulierung (EC) No 1228/2003 vereinbart, um einheimische Produzenten und Verbraucher zu schützen.

3.2.6 Tschechische Republik

Rahmenbedingungen

Das „Energiegesetz“ vom 28. November 2000 legt die juristischen Rahmenbedingungen für die tschechischen Stromindustrie fest. Seither wurden sechs Gesetzesänderungen¹⁰⁴ vorgenommen. Die letzte Gesetzesnovelle vom 29. November 2004 sieht die Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte bis 2007 vor. Die Stromerzeugung wird für den Wettbewerb geöffnet; die Erzeugerpreise der Kraftwerke sollen sich im Wettbewerb bilden und unterliegen daher nicht der Regulierung. Für Verteilungs- und Übertragungsnetze wird der regulierte Netzzugang (TPA) praktiziert. Im „Energiegesetz“ werden unter anderem auch die Befugnisse und Pflichten der tschechischen Regulierungsbehörde für die Energiewirtschaft (Energetický regulační úřad - ERÚ) geregelt. Sie legt die Preise für nicht wahlberechtigte Konsumenten, für die Netznutzung sowie die Gebühren für Dienstleistungen des Strommarktbetreibers fest. ERÚ ist formal unabhängig von Stromindustrie und Politik. Der Direktor wird alle fünf Jahre von der Regierung ernannt, kann von dieser aber nur in besonderen Fällen abberufen werden.

Seit 1. August 2005 ist in der Tschechischen Republik das neue Gesetz über Strom aus erneuerbaren Energien in Kraft. Darin werden Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber zum Kauf sämtlichen angebotenen Ökostroms verpflichtet. Die Ökostromerzeuger können dabei zwischen zwei Fördermechanismen wählen: garantierte Einspeisetarife oder Ökobonus. Die Einspeisetarife werden für jede Erzeugungsart jährlich nach einem transparenten Verfahren so festgelegt, dass eine Amortisation des investierten Kapitals nach 15 Jahren garantiert wird und das Ziel, bis 2010 8 % der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien zu erzeugen, erfüllt werden kann. Die Ökobonus-Option garantiert keinen Festpreis, sondern einen technologieabhängigen Aufschlag auf den Großhandelspreis, welche die Verteilungsnetzbetreiber zu zahlen haben. Das höhere Risiko für die Erzeuger wird durch einen im Durchschnitt größeren Gewinn kompensiert.

¹⁰⁴ Act No. 262/2000, Act No. 151/2002, Act No. 309/2003, Act No. 278/2003, Act No. 356/2003, Act No. 670/2004.

Abgesehen von diesen Einspeisevergütungen wird der tschechische Energiesektor nicht subventioniert. Möglicherweise spielen soziale Erwägungen bei der Preisgestaltung dennoch eine Rolle, da sich der tschechische Quasimonopolist CEZ mehrheitlich in Staatsbesitz befindet.

Stand der Privatisierung

Der Großteil der tschechischen Stromerzeuger sowie fünf der acht Verteilungsnetzbetreiber¹⁰⁵ befinden sich im Besitz von Cesky Energetika Zavody (CEZ), dem mehrheitlich staatseigenen Stromkonzern. Daneben ist CEZ auch an Kohleförderungsunternehmen beteiligt und im Stromvertrieb aktiv. Dem Minister für Industrie und Handel, Milan Urban, zufolge, sollte der Staat seinen gegenwärtigen Aktienanteil von 68 % an CEZ behalten und die anfallenden Dividenden zur Finanzierung der Rentenreform nutzen.¹⁰⁶

Nicht mehr beteiligt ist CEZ am Hochspannungsnetz. Durch eine Kartellgerichtsentscheidung im Jahr 2003 musste CEZ im Jahr 2004 schrittweise seinen 100 %-Anteil am Übertragungsnetzbetreiber CEPS an den Staat (tschechische Treuhand 51 %, Ministerium für Arbeit und Soziales 15 % sowie Finanzministerium 34 %) verkaufen. CEPS ist für den Betrieb des Hochspannungsnetzes und für die Allokation der grenzüberschreitenden Kapazitäten verantwortlich. CEPS ist es untersagt, über die Stromübertragung hinausgehende Aktivitäten auf dem Strommarkt wahrzunehmen.

E.ON und RWE besitzen Mehrheitsbeteiligungen an drei Verteilungsnetzbetreibern sowie Minderheitsbeteiligungen an den fünf der CEZ gehörenden Unternehmen.

Marktstruktur

CEZ ist der dominante Spieler auf dem tschechischen Strommarkt. Der Konzern besitzt 65 % der Stromerzeugungskapazitäten, auf ihn entfiel im Jahr 2004 mit 62,1 TWh 74 % der Stromerzeugung in der Tschechischen Republik. Momentan betreibt CEZ eine stark auf Osteuropa ausgerichtete internationale Expansionspolitik. So wurden 2004 drei bulgarische und 2005 ein rumänischer Verteilungsnetzbetreiber gekauft. Ein Kaufgebot für den größten slowakischen Produzenten (SE) war allerdings nicht erfolgreich. Die Expansionsbestrebungen verfolgen unter anderem das Ziel, Absatz für die eigenen Kapazitäten zu erschließen, die nach der Inbetriebnahme des Kernkraftwerkes Temelin den Bedarf im Inland deutlich übertreffen.

¹⁰⁵ Verteilungsnetzbetreiber müssen nach der letzten Energiegesetznovelle ihre Handelssparte entflechten.

¹⁰⁶ Radio Prag vom 27.1.2005.

Schließlich war die Tschechische Republik 2003 zweitgrößter Nettoexporteur von Strom in der Europäischen Union.

Der Strommarktbetreiber OTE stellt Handelsplattformen für unterschiedliche Strommärkte (z.B. day-ahead, intraday, settlement und balancing) zur Verfügung. Allerdings sind die gehandelten Strommengen noch sehr gering (stündliches Spotmarktvolumen von 30 bis 100 MWh). Die grenzüberschreitenden Kapazitäten zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik werden momentan jährlich (ca. 65 %), monatlich (ca. 35 %) und täglich (evtl. Rest) versteigert. Anfang 2005 ist mit E-TRACE eine Plattform für den täglichen Handel mit Transmissionskapazitäten zwischen Deutschland (Vattenfall-E), Polen (PSE-O) und der Tschechischen Republik (CEPS) gestartet worden.

Langfristverträge in Polen und Ungarn

Der Umbau der mittelosteuropäischen Strominfrastruktur in den 90er Jahren war außerordentlich kostenintensiv. Um die notwendigen Investitionen in den veralteten Kraftwerkspark finanzieren zu können, sicherten sich die Stromerzeuger in Polen und Ungarn mit langfristigen Absatzverträgen ab. Im Rahmen der damals noch nicht geöffneten Märkte war dies auch für den Stromkäufer – den öffentlichen Großhändler – von Vorteil, da er somit zu jedem Zeitpunkt seiner Lieferverpflichtung gegenüber den abhängigen Kunden nachkommen konnte. In Ungarn sicherte sich MVM darüber hinaus langfristig Stromimporte, um seinen Verpflichtungen nachkommen zu können.¹⁰⁷

Diese privatrechtlichen Verträge blieben auch nach der Liberalisierung wirksam. Das führte und führt zu einer sehr starken Stellung der ehemaligen „single-buyer“ (MVM in Ungarn und PSE in Polen) auf dem Großhandelsmarkt, da ein Großteil der Produktionskapazitäten von diesen Firmen „verwaltet“ wird. Alle Versuche zur Auflösung der Verträge scheiterten bisher am Widerstand der davon profitierenden Marktteilnehmer. Dennoch ist davon auszugehen, dass diese Langfristverträge im Laufe der Zeit an Bedeutung verlieren werden. Zum einen übt die Europäische Kommission Druck auf die verantwortlichen Stellen in Budapest und Warschau aus, um zu einer vorzeitigen Aufhebung der Verträge zu kommen – in beiden Ländern wurden diverse Gesetzesvorschläge zu diesem Thema erörtert. Zum anderen werden in den nächsten Jahren viele der Verträge planmäßig auslaufen. So wird in Polen 2007 nur noch ein Viertel der Kapazitäten über Langfristverträge gebunden sein.¹⁰⁸ Folglich ist zu erwarten, dass sich die Wettbewerbssituation auf den betroffenen Märkten sukzessive verbessert. Allerdings darf angenommen werden, dass mit dem Auslaufen der Langfristverträge andere Markthemmnisse umso deutlicher werden. Für einen nachhaltig funktionierenden Großhandelsmarkt wären sowohl in Polen als auch in Ungarn substantielle Reformen u.a. im Bereich Regelleistung notwendig.

¹⁰⁷ Eilmansberger, 2004, S. 15.

¹⁰⁸ Eugeniusz Toczyłowski: Functional Changes on the Polish Power Balancing Market, 2005, S. 25.

3.2.7 Ungarn

Rahmenbedingungen

Die wichtigsten Rechtsquellen für den ungarischen Strommarkt sind der Act CX (Elektrizitätsakt) von 2001 und die Verordnung 183/2002 über die Behandlung von stranded costs. Die Kompetenz für Schlüsselentscheidungen, wie z.B. Gestaltung der Strommarktregeln, Festlegung der regulierten Preise und der Einspeisevergütungen liegt beim ungarischen Ministerium für Wirtschaft und Transport. Die Energieregulierungsbehörde Magyar Energia Hivatal (MEH) ist für die Regulierung des Strom-, Gas- und Fernwärmemarktes zuständig. Sie finanziert sich über einen Anteil (0,05 %) der Vorjahresnettogewinne aller lizenzierter EVUs und ist somit vom Staat finanziell unabhängig. MEH unterbreitet Regulierungsvorschläge z.B. bezüglich der Preisgestaltung und vergibt die Lizenzen an Stromproduzenten (ab 50 MW elektrische Leistung), Übertragungsnetzbetreiber, Verteilungsnetzbetreiber und Stromhändler. Das Zusammenspiel zwischen MEH und Ministerium bei der Preisregulierung verläuft nicht konfliktfrei, da es dem Ministerium gestattet ist, von den Vorschlägen der Regulierungsbehörde abweichende Tarife festzulegen.¹⁰⁹ Die juristische Begründung für diese deutliche Einschränkung der Handlungsfreiheit von MEH liegt in der ungarischen Verfassung, welche es unabhängigen Behörden nicht gestattet, verbindliche Rechtsakte zu erlassen.

Erneuerbare Energien werden in Ungarn relativ gering gefördert. Hauptfördermechanismus sind technologie-unabhängige garantierte Einspeisevergütungen für mit regenerativen Quellen erzeugtem Strom. Diese betragen von 6 Cent/kWh für Einspeisungen außerhalb bis 9 Cent/kWh für Einspeisungen innerhalb von Spitzenlastzeiten.

Stand der Privatisierung

Im ungarischen Stromsektor sind Stromerzeugung und -transport einerseits, die Stromverteilung andererseits voneinander entflochten. Das größte ungarische Stromversorgungsunternehmen (Magyar Villamos Művek Rt. – MVM) ist gleichzeitig der größte ungarische Stromproduzent und Besitzer des Übertragungsnetzes (Országos Villamostávvezeték Rt. – OVIT). Während sich MVM nach wie vor in staatlicher Hand befindet, sind alle Verteilungsnetzbetreiber sowie die Mehrheit der Stromerzeugungskapazitäten privatisiert worden. Mehrheiten in regionalen Verteilungsnetzmonopolen besitzen vor allem E.ON (3), aber auch RWE (2) und EDF (1). Der Anteil von ausländischem Kapital an der ungarischen Stromer-

¹⁰⁹ Wobei die Änderungen schriftlich begründet werden müssen.

zeugung betrug 2003 etwa 36 %. Der ungarische Stromsektor ist größtenteils entflochten. Allerdings gehört das Übertragungsnetz einer Tochterfirma von MVM. Auch wird erwartet, dass der momentan unabhängige Übertragungsnetzbetreiber MAVIR wieder von MVM übernommen wird, was eine Abkehr Ungarns vom englischen ISO Modell bedeutet und als deutlicher Rückschritt bei der Liberalisierung des ungarischen Strommarktes zu werten ist.

Marktstruktur

Die ungarische Stromerzeugung wird vom Atomkraftwerk Paks (4x460 MW) dominiert. Dieses MVM gehörende Kraftwerk verfügt über 25 Prozent der ungarischen Produktionskapazität und trägt mehr als 40 Prozent zur inländischen Stromerzeugung bei. Bis auf Paks und Vértesi (370 MW, einheimische Kohle) wurden alle ungarischen Kraftwerke in den letzten Jahren privatisiert. Dabei entstanden viele Unternehmen mit relativ geringem Marktanteil.¹¹⁰ Diese heterogene Marktstruktur vergrößert den Einfluss von MVM über seinen tatsächlichen Marktanteil hinaus. Die starke Position von MVM im ungarischen Markt wird durch Langfristverträge mit zirka 95 % der übrigen Stromerzeuger gefestigt. Neuverhandlung dieser Verträge würde je nach Schätzung zwischen 20 und 300 Mill. Euro kosten.

Wegen der knappen Kapazitäten werden momentan von verschiedenen Betreibern Kraftwerke geplant bzw. gebaut (z.B. ein kohlebefeuertes 590-MW_e Kraftwerk nahe der ukrainischen Grenze sowie GuD-Kraftwerke im Kispest Gebiet von Budapest (110 MW_e), auf dem Areal von Tisza II (191 MW_e), in Dunazújváros (120 MW_e), Pécs (270 MW_e) und Aika (110 MW_e).

Das Übertragungsnetz befindet sich im Besitz von OVIT, einer Tochterfirma von MVM. Der Netzzugang wird allerdings vom unabhängigen Systembetreiber MAVIR kontrolliert. Darüber hinaus überwacht die Regulierungsbehörde MEH den diskriminierungsfreien Netzzugang. MVM gelingt es allerdings unter Anführung technischer Gründe, Einfluss auf die Netznutzung und besonders auf die Netzerweiterung zu nehmen. So wird eine eigentlich hochprofitable Leitung zum Import billigen slowakischen Stroms seit Jahren verhindert, während eine Verbindungslinie, die dem Export ungarischen Stroms nach Kroatien dienen soll, mit deutlich geringeren Schwierigkeiten konfrontiert zu sein scheint.

¹¹⁰ MVM (14866 GWh) 46,8 %, Tractabel (4712 GWh) 14,8 %, AES (3227 GWh) 10,1 %, RWE (4283 GWh) 13,4 %, Atel (855 GWh) 2,6 %, EDF (2135 GWh) 6,6 %, Croesus (541 GWh) 1,7 %, Euroinvest (309 GWh) 1,0 %, E.ON (684 GWh) 2,1 %, EMA Power (138 GWh) 0,4 %, ÁPV Rt. (167 GWh) 0,5 % [MVM 2002].

Die ungarischen Großhandelspreise für Strom liegen deutlich über dem europäischen Durchschnitt. Die Ursache dafür liegt in zu geringen Produktions- und Transportkapazitäten. Aufgrund der Langfristverträge der meisten ungarischen Stromproduzenten mit MVM ist die Menge des Stroms, der frei gehandelt wird, relativ gering. Zwar versteigert MVM von Zeit zu Zeit überschüssige Produktionskapazitäten auf dem freien Markt, doch sind diese Auktionen zu unvorhersehbar, um einen funktionierenden Großhandelsmarkt zu ermöglichen. Die Nichtexistenz eines geregelten Marktes führt zu einem deutlich unterentwickelten Großhandel. Auch die von MAVIR versteigerten Transmissionskapazitäten für Stromimporte/-exporte sind zu gering, um den Großhandelspreis auf das Niveau der Nachbarstaaten zu senken. Aus diesen Gründen gibt es ein zu geringes und zu teures Stromangebot auf dem Markt für wechselberechtigte Kunden. Obwohl alle Nicht-Haushaltskunden ihren Versorger frei wählen können, tun dies nur wenige Großverbraucher.¹¹¹ Zur Verbesserung der Marktsituation bestehen Plannungen für tägliche Auktionen von grenzüberschreitenden Transmissionsrechten sowie für eine Strombörse.

3.2.8 Bulgarien

Rahmenbedingungen

Mit dem Ende 2003 verabschiedeten Energieakt begann die Liberalisierung und Privatisierung des Bulgarischen Stromsektors. So wurde ein wettbewerbliches Marktsegment und TPA eingeführt sowie Stromabnahmeverpflichtungen und Kraftwerksbaulizenzen abgeschafft. Die Regulierungsbehörde "State Energy Regulation Commission" (SERC) ist nicht unabhängig, da sie unter Kontrolle des Ministerrates arbeitet.

Stand der Privatisierung

Bulgarien hat erste Erfolge bei der Privatisierung der Stromversorgung erzielt. So wurden kürzlich die sieben Verteilungsnetzbetreiber verkauft. Die westliche Gruppe wurde für 282 Mill. Euro an CEZ, die südöstliche für 271 Mill. Euro an EVN und die nordöstliche für 141 Mill. Euro an E.ON verkauft.¹¹² Die dabei erzielten Preise von 230 Euro pro Kunde übersteigen die Privatisierungserlöse in der Tschechischen Republik (200 Euro) und Rumänien

¹¹¹ Im September 2004 waren nur ca. 23 % der Verbraucher als wahlberechtigt registriert.

¹¹² Westbulgarien: EDC Stolicno, EDC Sofia Oblast and EDC Pleven; Südostbulgarien: EDC Plovdiv and EDC Stara Zagora; Nordostbulgarien: EDC Gorna Oryahovitza and EDC Varna.

(100-150 Euro) deutlich.¹¹³ Bereits 2004 wurden 22 Wasserkraftwerke privatisiert. Im Dezember 2005 wurde der Varna Kraftwerkskomplex mit sechs 210 MW Anlagen an den russischen Strommonopolisten RAO UES verkauft. Die Privatisierung des Kraftwerkes Bobov Dol (500 MW) wurde von der Privatisierungsbehörde allerdings abgebrochen. Auch werden die bulgarischen Atomkraftwerke genauso wie der Übertragungsnetzbetreiber Natsionalna Electricheska Kompania (NEK) in Staatsbesitz bleiben. NEK wird bis Ende 2005 seine Handelssparte ausgliedern.

Schätzungen gehen von einem Investitionsbedarf von 4,14 Mrd. Euro in Erzeugung, Übertragung und Verteilung bis 2007 aus.

Marktstruktur

Das single-buyer-Modell wird nach und nach von einem Mehrsegmentmarkt mit bilateralen Verträgen, balancing Markt und Spotmarkt abgelöst. Der Markt wird von einem Unternehmensteil von NEK organisiert. Das Stromaußenhandelsmonopol von NEK wird mit dem EU-Beitritt Bulgariens fallen.

Bulgarien ist am Athener Forum beteiligt, einer Arbeitsgruppe, die harmonisierte Regeln für einen gemeinsamen südosteuropäischen Markt ausarbeitet. Ziel dieser Gruppe ist es, bis 2008 einen funktionierenden regionalen Energiemarkt zu etablieren.

¹¹³ Verteilung und Versorgung müssen bis Ende 2006 rechtsförmlich entflochten werden.

Athener Prozess

Ziel des auf dem EU-Gipfel in Thessaloniki Ende 2002 begonnenen Athener Prozesses ist die Schaffung eines stabilen, wettbewerbsfähigen Elektrizitätsmarktes in Südosteuropa. Albanien, Bulgarien, Bosnien-Herzegowina, Kroatien, Makedonien, Rumänien, Serbien und Montenegro, die Türkei sowie UNMIK (Kosovo) bilden die Energiegemeinschaft Südosteuropa (Energy Community South East Europe). In diesem Kontext wurde der Rat der europäischen Energieregulierer (CEER) mit der Ausarbeitung eines Standard Markt Designs (SMD) für diese Länder beauftragt. Die momentan diskutierte Fassung sieht mehrere Entwicklungsstufen vor. In der ersten Stufe soll durch diskriminierungsfreien Netzzugang sowie Zulassung von Großhändlern und durch Einführung transparenter Mechanismen zur Bestimmung von Engpasspreisen ein Stromhandel zwischen den Märkten ermöglicht werden. Die zweite Stufe sieht den Aufbau einer regionalen Spotmarkt-Strombörse vor (eine Aufgabe die sowohl die rumänische OPCOM als auch die slowenische Borzen übernehmen könnte).¹¹⁴

Am 25. Oktober 2005 wurde zwischen der Europäischen Union und den Ländern Südosteuropas (Albanien, Bosnien, Bulgarien, Kroatien, Mazedonien, Rumänien, Serbien, Kosovo and Türkei) der Energiegemeinschaftsvertrag¹¹⁵ unterzeichnet. Dieser sieht vor, dass im Rahmen des bis 2008 in Südosteuropa zu schaffenden regionalen Gas- und Strommarktes die Richtlinien der EU zu Wettbewerb und Umweltschutz eingehalten werden. Langfristig soll diese Region in den europäischen Energiebinnenmarkt eingegliedert werden.

3.2.9 Rumänien

Rahmenbedingungen

Das Energiegesetz 318/2003 legt regulierten TPA für Verteilungs- und Übertragungsnetze, die Trennung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung/Versorgung, die schrittweise Marktöffnung, die Förderung erneuerbarer Energiequellen, die Befugnisse der Regulierungsbehörde und vieles mehr fest. Die langfristige Strategie (bis 2015) für den Energiesektor wurde in der Verordnung 890/2003 festgeschrieben. Neben der Stärkung des Wettbewerbs durch Liberalisierung der Märkte wird vor allem Rumäniens Teilnahme an einem regi-

¹¹⁴ Walendy, 2004.

¹¹⁵ = Energy Community Treaty

onalen südosteuropäischen Strommarkt als Ziel genannt. Die rumänische Regulierungsbehörde ist nach Verordnung 567/1999 finanziell vollkommen unabhängig vom Staat. Neben Preis- und Netzzugangsregulierungen ist sie auch für die Vergabe von Lizenzen verantwortlich.¹¹⁶

Hauptförderinstrument für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen sind Investitionsbeihilfen, die bis zu 100% der Mehrkosten gegenüber einer konventionellen Anlage abdecken können. Momentan wird die Einführung eines „green certificate“ Systems diskutiert.

Stand der Privatisierung

Vier der acht rumänischen Stromverteilungsnetzbetreiber sind seit Juli 2004 privatisiert worden. CEZ¹¹⁷ und E.ON¹¹⁸ haben jeweils in einer und ENEL¹¹⁹ in zwei der zu privatisierenden Firmen die Kontrolle übernommen. Die Privatisierung der restlichen vier Verteilungsunternehmen soll, beginnend mit Electrica Muntenia Sud, zügig folgen.

Die Erzeugungssparte des früheren Staatsmonopolisten RENEL ist in die Unternehmen Hidroelectrica, Nuclearelectrica¹²⁰ und Termoelectrica aufgeteilt worden. Während Nuclearelectrica in Staatsbesitz verbleibt, werden nach und nach Teile von Termoelectrica¹²¹ und Hidroelectrica ausgegliedert und privatisiert. Für 2005 ist geplant, die im Jahr 2004 gebildeten drei integrierten Kraft- und Bergwerkskonzerne Turceni, Rovinari und Craiova zu privatisieren. CEZ, in dessen Verteilungsgebiet die Komplexe liegen, hat bereits Interesse bekundet. Der staatseigene rumänische Übertragungsnetzbetreiber Transelectrica besitzt auch den Markt- und Strombörsenbetreiber OPCOM.¹²²

Marktstruktur

Seit Beginn 2005 können alle Kunden mit mehr als 1 GWh Jahresverbrauch frei wählen, ob sie im regulierten Markt verbleiben oder sich ihren Versorger selbst aussuchen möchten.

¹¹⁶ Siehe auch Kasten "Athener Prozess" in Kapitel 3–28.

¹¹⁷ Electrica Oltenia.

¹¹⁸ Electrica Moldova.

¹¹⁹ Electrica Banat (69 Mill. EUR) und Electrica Dobrogea (43 Mill. EUR).

¹²⁰ Ein angedachtes PPP (Public Private Partnership) zum Bau des dritten Reaktors in Cernavoda wurde von der Regierung, trotz großem Interesse von Investoren wieder fallengelassen, da eine langfristige Stromabnahmeverpflichtung nicht mit den Marktprinzipien vereinbar ist.

¹²¹ SC Electrocentrale Deva SA; SC Electrocentrale Rovinari SA; SC Electrocentrale Turceni SA; SC Electrocentrale Bucuresti SA; SC Electrocentrale Galati SA; SC Termoelectrica SA.

¹²² Über den Kauf von Verlustausgleichsstrom hinausgehende Stromhandelsaktivitäten sind Transelectrica verboten.

Letztere Option kann sowohl durch bilaterale Verträge als auch am von OPCOM organisierten Spotmarkt wahrgenommen werden. Aufgrund der Vielzahl der Veränderungen ist der Erfolg der rumänischen Strommarktreformen schwer abzuschätzen.

Die Stromerzeugungskosten in Rumänien liegen über dem westeuropäischen Durchschnitt. Dennoch liegen die Preise für Haushaltskunden weit unter dem europäischen Mittel; die Preise für Industriekunden haben sich dagegen schon an das westliche Niveau angenähert. Zur Zeit ist Rumänien ein Nettoexporteur von Strom.

3.3 Reformen des Kohlesektors

Das Wichtigste in Kürze

Mit der Restrukturierung von Produktion und Beschäftigung des Kohlesektors in den Beitrittsländern und -kandidaten ging meist ein Abbau der direkten Subventionen einher.¹²³ Die direkten Subventionen wurden im Laufe der 90er Jahre vollständig in Polen (1993), Estland (1993) und Slowenien (1997) gestrichen. Allerdings wurde der Kohlesektor in den Beitrittsländern sowie in Bulgarien und Rumänien auch durch indirekte Subventionen oder weitere Vergünstigungen entlastet.¹²⁴ Beispiele hierfür sind Steuererleichterungen und reduzierte Sozialbeiträge. Zu Subventionen im weitesten Sinne gehören darüber hinaus Handelsrestriktionen, Preiskontrollen und Marktzutrittsbeschränkungen. Auch diese Formen von "Subventionen" wurden in Transformationsländern im Laufe der 90er Jahre gewährt. Hinzu kam die weitverbreitete Praxis, außerbudgetäre Fonds zu etablieren, Subventionen über diese Fonds zu buchen und damit die öffentlichen Haushalte buchungstechnisch zu entlasten. Insgesamt gibt der Abbau direkter Subventionen nur sehr eingeschränkt die tatsächliche Subventionspraxis wieder. Daher bleibt es schwierig, die finanzielle Lage des Kohlesektors realistisch einzuschätzen.

3.3.1 Polen

In Polen waren im Laufe der 90er Jahre Produktion und Beschäftigung im Kohlesektor zurückgeführt worden. Ein erstes umfassendes Restrukturierungsprogramm war zunächst 1998 beschlossen worden. Aufgrund sinkender Exportpreise und rückläufiger Exportmengen wurde

¹²³ World Economic Council, 2000, p. 10.

¹²⁴ Für eine Definition von Energiesubventionen vgl. Anja von Moltke, McKee, Colin and Trevor Morgan (Hrsg.) (2004).

dieses Programm Ende 1999 modifiziert. In der überarbeiteten Version war bis zum Jahr 2002 einen Beschäftigungsabbau um weitere 115.000 Personen auf 128.000 Beschäftigte vorgesehen. Dies konnte nicht vollständig realisiert werden. Nahezu umgesetzt wurde die Rückführung des Steinkohleabsatzes auf 100 Mill. t, darunter 20 Mill. t Exporte. Für eine zweite Restrukturierungsphase 2003-2006 wird der Rückgang der Produktion in einem Basisszenario auf 88,6 Mill. t geschätzt.¹²⁵ Allerdings soll sich bei weiterhin positiver Marktlage für Kesselkohle der Produktionsrückgang verlangsamen, so dass bis Ende 2006 die Gewinnung in einem alternativen Szenario nur auf etwa 95 Mill. t Steinkohle sinkt. Die Beschäftigung im Kohlensektor soll bis 2006 auf 111.000 Personen bzw. 117.000 Personen (alternatives Szenario) zurückgehen.

Tabelle 3–10

Szenarien für Produktion und Beschäftigung im Steinkohlebergbau Polens

	Ist 2003	Basisszenario	Alternativszenario
		2006 (geplant)	
Produktion (Mill. Tonnen)	102,6	88,6	94,8
Beschäftigte (1000 Personen)	136,5	111,0	117,0
Quelle: Ministry of Economy, Labour and Social Policy (2004): Restructuring of the Hard Coal Mining Sector During the Period 2004-2006 and Strategy for the Period 2007-2010. Warschau.			

Ein wichtiges Ziel der Reformen ist die finanzielle Konsolidierung des Kohlensektors. In der ersten Phase sollten die polnischen Kohlenunternehmen in eine "positive Finanzposition" (jährlicher Überschuss der Einnahmen über die Kosten) geführt werden. Dies ist nach offiziellen Angaben in der Summe aller Kohlenbetriebe erfüllt worden. Auch in der zweiten Restrukturierungsphase konnte – bei international steigenden Kohlenpreisen – die positive Finanzposition des Kohlensektors erhalten werden. Allerdings gibt die Betrachtung der jährliche Erlös-Kosten Situation der Bergbaubetriebe die tatsächliche Finanzsituation nur eingeschränkt wieder. Dies betrifft insbesondere die Verschuldungsposition des Kohlensektors gegenüber polnischen Sozialversicherungsträgern, dem Fiskus sowie gegenüber Zulieferern. Ende 2002 belief sich der Stand der Verbindlichkeiten der Kohlenunternehmen auf 22,8 Mrd. Zloty (5,5 Mrd. US-\$). Im Rahmen des zweiten Restrukturierungsprogramm wurde eine finanzielle Konsolidierung der Kohlenbetriebe vorgenommen. Bis Ende 2003 war der Bestand der Verbindlichkeiten auf 8,6 Mrd. Zloty (rd. 2,3 Mrd. US-\$ zum Wechselkurs Ende 2003) gesunken. Hier-

¹²⁵ Vgl. zur Restrukturierung 2004-2006 Ministry of Economy, Labour and Social Policy (2004).

von unterliegen 3,2 Mrd. Zloty (0,8 Mrd. US-\$) der weiteren Restrukturierung in Form eines Schuldenerlasses, Gewährung längerer Rückzahlungsfristen und Ratenzahlungen.¹²⁶

Die finanzielle Konsolidierung des Kohlensektors soll grundsätzlich seiner Privatisierung vorausgehen. Daher waren bislang lediglich Maßnahmen zur Vorbereitung der Privatisierung getroffen. Hierzu gehört auch die in den vergangenen Jahren vorgenommen Reorganisation des Kohlensektors. Nach Schließung von Zechen und Zusammenlegung von Produktionseinheiten bestanden im Herbst 2004 folgende Kohlenunternehmen:

- Kompania Węglowa SA
- Katowicki Holding Węglow SA
- Jastrzębska Spółka Węglowa SA
- KWK "Budryk" S.A.
- Lubelski Węgiel Kamienny "Bogdanka" SA
- Zakład Górniczo-Energetyczny "Sobieski-Jaworzno". Sp.z o.o.
- Siltech Sp. z o.o.

In Form einer staatlichen Holding werden dabei die Kompania Węglowa SA (23 Minen, 83.000 Beschäftigte), Katowicki Holding Węglow SA (9 Minen, 25.000 Beschäftigte) und Jastrzębska Spółka Węglowa SA (5 Minen, 20.000 Beschäftigte) geführt. In den kleineren Unternehmen KWK "Budryk" S.A, Lubelski Węgiel Kamienny "Bogdanka" SA und Zakład Górniczo-Energetyczny "Sobieski-Jaworzno" Sp.z o.o. sind weitere 8.500 Personen beschäftigt. Auch diese kleineren Unternehmen sind überwiegend in staatlicher Hand. Lediglich Siltech Sp. z o.o. ist in Privateigentum. Für die Reorganisation des Sektors ist eine Restrukturierungsagentur (SRK) zuständig.

Für die Privatisierung sind grundsätzlich folgende Einheiten vorgesehen: Katowicki Holding Węglow SA, Jastrzębska Spółka Węglowa SA, Lubelski Węgiel Kamienny "Bogdanka" SA, KWK "Budryk" S.A. und Kompania Węglowa SA.¹²⁷ Zur Privatisierung der Katowicki Holding Węglow SA wurden dabei 2004 erste Vorbereitungen getroffen. Im Jahr 2005 soll die Privatisierung von Jastrzębska Spółka Węglowa SA angegangen werden.

¹²⁶ Von den verbleibenden 5384,5 Mill. Zloty Verbindlichkeiten wurden 8,3 % dem Fiskus, 16 % den Sozialversicherungsträgern und nahezu ein Drittel den Zulieferern geschuldet.

Tabelle 3–11
Szenarien für die Produktion im Steinkohlebergbau Polens nach Unternehmen (Mill. Tonnen)

Grube	Ist	Basisszenario	Alternativszenario
	2003	2006 (geplant)	
Insgesamt	102,60	88,60	94,80
Katowicka Grupa Kapitalowa	19,90	17,80	17,80
Jastrzębska Spółka Węglowa S.A.	13,65	13,65	13,65
Kompania Węglowa S.A.	57,95	42,35	48,55
Samodzielne kopalnie	11,10	14,8	14,80
davon			
KWK Budryk S.A.	3,4	3,4	3,40
LW Bogdanka S.A.	4,85	5,2	5,20
ZGE Sobieski-Jaworzno III Sp. z o.o	2,85	3,05	3,05
ZGE Janina		1,65	1,65
Bolesław Smiały		1,50	1,50
Quelle: Ministry of Economy, Labour and Social Policy (2004): Restructuring of the Hard Coal Mining Sector During the Period 2004-2006 and Strategy for the Period 2007-2010. Warschau.			

In jüngster Zeit deutet sich allerdings eine Änderung der Privatisierungsstrategie an. Die ursprünglich vorgesehene kapitalmäßige Trennung von Kohlengewinnung und Stromerzeugung wird durch die Regierung ebenso in Frage gestellt wie die Entflechtung von Stromerzeugung und -vertrieb. Um starke Unternehmenseinheiten zu schaffen, hat die polnische Regierung zwei Konzerne geschaffen, die Kohlengewinnung und Stromerzeugung verbinden und auch im Stromvertrieb tätig sein sollen. Dabei handelt es sich um BOT (Belchatov, Opole, Turow) und PKE (südpolnischer Energiekonzern). BOT gehören zwei Tagebaue und hat mit seinen Kraftwerken einen Anteil von 31 % an der Stromerzeugung des Landes. PKE betreibt sechs Kraftwerke und zwei Heizkraftwerke in Oberschlesien und soll sich ebenfalls an Kohlenproduzenten und Stromverteiler beteiligen. Diese Unternehmen sollen mehrheitlich in der Hand des Staates bleiben. Nach erfolgter Konsolidierung 2006/2007 sollen Minderheitsbeteiligungen, insbesondere von Finanzinvestoren möglich sein.¹²⁸

Die staatlichen Beihilfen zur Deckung von Altlasten für 2004 bis 2006 sowie das Restrukturierungsprogramm bis 2010 wurden von der Europäischen Kommission im Juni 2005 geneh-

¹²⁷ Ministry of the Treasury, 2003.

¹²⁸ Rozen und Olejniczak, 2005.

mig¹²⁹. Die Restrukturierung des polnischen Steinkohlesektors wird zudem durch die Weltbank gefördert. Eine erste Unterstützung wurde 1999 im Umfang von 300 Mill. US-\$ gewährt. Im Jahr 2001 und 2004 folgten zwei weitere Kredite in Höhe von jeweils 100 Mill. US-\$. Darüber hinaus hat Polen weitere Unterstützung für die zweite Restrukturierungsphase angefragt. Die bei der Weltbank insgesamt angefragten Mittel in Höhe von 500 Mill. US-\$ sollen etwa 31 % des für die zweite Phase veranschlagten Finanzierungsvolumens decken.

Die Umstrukturierung des polnischen Steinkohlesektors mit Zechenschließungen und Beschäftigungsabbau hat erhebliche soziale und regionale Bedeutung. Im Rahmen der Umstrukturierung sind daher auch Mittel vorgesehen, um Beschäftigungsmaßnahmen finanzieren und soziale Härten zumindest mildern zu können.

3.3.2 Slowakische Republik

Die Slowakei verfügt lediglich über eigene Braunkohlevorkommen. Der jährliche Bedarf von etwa 5 Mill. t Steinkohle (2,8 Mill. t Kesselkohle; 2,2 Mill. t Kokskohle) wird durch Importe aus Polen, der Tschechischen Republik, Russland und der Ukraine gedeckt.

Die Gewinnung von Braunkohlen wurde im Laufe der 90er Jahre von 4,8 Mill. auf 3,7 Mill. t reduziert. Ende der 90er Jahre waren ca. 8.400 Personen in der Kohleindustrie tätig.¹³⁰ Ein weiterer Beschäftigungsabbau auf 6.200 Personen soll bis 2005 realisiert werden.

Die Kohlenunternehmen wurden in drei Aktiengesellschaften reorganisiert: Hornonitrianske bane Prievidza (HBP a.s.), Baňa Dolina a.s. Veľký Krtíš (BD a.s.) und Baňa Záhorie, a.s. Holíč (BZ a.s.). Den Unternehmen wurden in der Vergangenheit staatliche Unterstützungen gewährt; die Subventionen beliefen sich im Zeitraum 1995-2000 auf jährlich durchschnittlich 180 Mill. Sk; dies entsprach im Jahr 2000 umgerechnet einer jährlichen Unterstützung in Höhe von nahezu 4 Mill. US-\$.

Trotz anhaltender staatlicher Unterstützung – die EU-Kommission hat mehrfach Beihilfen genehmigt, wird die Bedeutung von Kohlen in der slowakischen Energieversorgung künftig eher abnehmen. Dies liegt u.a. auch daran, dass hohe Investitionen getätigt werden müssten,

¹²⁹ Vgl. European Commission, MEMO/05/217, Brüssel 22. Juni, 2005.
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/05/217&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>.

¹³⁰ The Ministry of Economy.

um die Emissionsvorschriften einzuhalten. Dafür wird künftig verstärkt Erdgas eingesetzt werden, für das in der Slowakei bereits eine gute Infrastruktur besteht.

3.3.3 Slowenien

Die Braunkohlenproduktion hat auch in Slowenien seit 1990 abgenommen, zuletzt auf weniger als 5 Mill. t. Nachdem noch in den achtziger Jahren die Kohlegewinnung forciert wurde, um die Versorgung von Industrie und privaten Haushalte aus inländischen Energiequellen zu erhöhen, werden Braunkohlen inzwischen überwiegend zur Stromerzeugung eingesetzt.

Künftig wird das Aufkommen von inländischer Braunkohlen zwischen 3,8 und 4 Mill. t liegen und weiterhin begrenzt bleiben.

Im Rahmen der Restrukturierung des Kohlesektors wurde Mitte der 90er Jahre die Schließung nicht profitabler Minen beschlossen. Die Kohlegewinnung konzentriert sich auf 2 Unternehmen, die sich noch überwiegend in staatlicher Hand befinden. Zur Restrukturierung des Kohlesektors waren staatliche Mittel bereitgestellt worden. Allerdings wurde nach Angaben des World Energy Council (2000) die inländische Kohlegewinnung auch indirekt subventioniert.

3.3.4 Tschechische Republik

Die Kohleförderung belief sich in der Tschechischen Republik 2003 auf rd. 13,5 Mill. t Steinkohle und 50 Mill. t Braunkohle. Seit 1990 ist die Produktion von Steinkohle um fast 40 % gesunken, von Braunkohlen um 43,5 %. Der Anteil von Kohlen am Primärenergieverbrauch ist von 63 % (1990) auf nahezu 50 % (hiervon rd. 15 % Steinkohle, 35 % Braunkohle) im Jahr 2002 zurückgegangen. Dieser Schrumpfungsprozess wird sich fortsetzen. So sieht das aktuelle tschechische Energieszenario vor, dass die Gewinnung von Steinkohle bis zum Jahr 2030 auf 3,5 Mill. t und die Gewinnung von Braunkohlen auf 32,5 Mill. sinkt (vgl. Tabelle 3–12). Der Anteil von Kohlen am Primärenergieverbrauch sinkt damit bis zum Jahr 2030 auf etwa 30 % (9,7 % Steinkohle, 20,8 % Braunkohlen).¹³¹ Langfristig soll die Kernenergie stark ausgebaut werden. Ihr Anteil am PEV soll im Jahr 2030 etwa 21 % betragen, ihr Anteil an der Stromerzeugung 38 %. Der Anteil der Kohlen an der Stromerzeugung wird demgegenüber etwa auf 37 % (davon Braunkohlen 32 % und Steinkohle 5 %) sinken.

¹³¹ Vgl. zum Energieszenario Ministerstvo průmyslu a obchodu (2004).

Tabelle 3–12

Szenario der Kohlenförderung in der Tschechischen Republik in Mill. t

	2000	2005	2010	2020	2030
Steinkohle	14,82	12,99	11,41	8,60	3,57
Braunkohlen	49,46	44,94	44,58	40,48	32,59

Tabelle 3–13

Szenario des Primärenergieverbrauchs in der Tschechischen Republik nach Energieträgern in %

	2000	2005	2010	2020	2030
Braunkohlen	36,6	29,3	28,7	24,3	20,8
Steinkohle	15,9	13,2	11,9	12,7	9,7
Erdgas	18,9	21,6	20,2	20,5	20,6
Mineralöl	18,6	15,8	15,5	13,0	11,9
Kernenergie	8,9	16,5	16,1	16,0	20,9
Sonstige ¹	1,2	3,6	7,5	13,5	16,2

¹ Erneuerbare Energien, sonstige feste Brennstoffe und Stromaußenhandel.

Quelle: Ministry of Industry and Trade of Czech Republic, State Energy Policy of the Czech Republic (SEP), Prague, 2004

Im Laufe der 90er Jahre ist die Zahl der Beschäftigten im Steinkohlesektor von etwa 71.500 (1990) auf 23.700 (1999) Personen gesunken. Nach Angaben der IEA (2005, 86) ist die Beschäftigung bis 2003 leicht auf 21.071 Personen zurückgegangen. Der Rückgang war aufgrund von Zechenstillegungen besonders im Revier Ostrava Karviná ausgeprägt. Ende der 90er Jahre wurde von den beiden Förderunternehmen rechnerisch mit 430t/Person/Jahr (OKD, vgl. unten) und 560t/Person/Jahr (ČMD) eine relativ geringe Produktivität erreicht.¹³² Bis zum Jahr 2003 hat sich rechnerisch die Produktivität beider Unternehmen auf etwa 650t/Person/Jahr erhöht. Die Beschäftigung im Braunkohlensektor wurde im Laufe der 90er Jahre fast halbiert; 1999 waren noch 21.000 Personen im Braunkohlensektor tätig. Bis Ende 2003 wurde ein weiterer kräftiger Rückgang auf 12.240 Personen erreicht.¹³³

Die Reorganisation der Kohlenindustrie wurde Anfang der 90er Jahre angegangen. Die Produktion von Steinkohle, die in sieben Staatsbetrieben konzentriert war,¹³⁴ wurde zunächst in

¹³² IEA 2001, 134.

¹³³ IEA 2005, 86.

¹³⁴ World Energy Council 2000, 92ff sowie IEA 2001, 134ff.

zwei staatlichen Holdings OKD a.s. (Ostrasko-Karvinske Doly) und ČMD a.s. (Českomoravske Doly) reorganisiert. Im Rahmen der Voucherprivatisierung wurden 1993 Anteile an den beiden Holdings im Umfang von 40 % bzw. 43 % an die Bevölkerung bzw. Investmentfonds übertragen. Die restlichen Anteile wurden auf den Nationalen Eigentumsfonds, den Restituierungsfonds und die Kommunen aufgeteilt. Ende 1998 wurde ČMD in OKD eingegliedert, das nunmehr Mehrheitsaktionär wurde. Gleichzeitig veränderte sich die Eigentümerstruktur von OKD; der Nationale Eigentumsfonds hielt nun 45,6 % der Anteile; weitere 49,2 % befanden sich im Eigentum von Karbon Invest. Im Jahr 2004 wurden die Anteile, die der Nationale Eigentumsfonds an OKD hielt, an Karbon Invest verkauft.

Eine ähnliche Form der Reorganisation durchlief auch der Braunkohlensektor. Die acht bestehenden Staatsunternehmen wurden zunächst in drei Holdings zusammengefasst. Im Rahmen der Voucherprivatisierung wurden 33-42 % der Anteile der Holdings an die Bevölkerung und Investmentfonds übertragen; die restlichen Anteile werden vom Nationalen Eigentumsfonds, Restituierungsfonds und den Kommunen gehalten. Das zweitgrößte Braunkohlenunternehmen (MUS a.s.) wurde Ende der 90er Jahre von Investenergy (Schweiz) übernommen. Im Jahr 2004 wurde mit dem Verkauf von 50 % der Anteile des Braunkohlenunternehmens Sokolovska Uhelna an das Management die Privatisierung im Braunkohlensektor fortgesetzt.

Nach Angaben der IEA (2005, 88) sind die Subventionen für den tschechischen Kohlensektor von zunächst 2,7 Mrd. CZK im Jahr 1993 auf fast 3,6 Mrd. CZK im Jahr 1996 gestiegen. Seither wurden die Subventionen abgebaut. Sie betrugen im Jahr 2003 noch 1,9 Mrd. CZK. Diese Subventionen wurden für die technische Abwicklung geschlossener Zechen (0,6 Mrd. CZK) und die damit in Verbindung stehende Umsetzung u.a. von Sozialplänen (1,3 Mrd. CZK) gezahlt. Dabei entfielen auf ehemalige Steinkohlezechen 1,5 Mrd. CZK und auf Braunkohlenzechen 0,4 Mrd. CZK.¹³⁵

3.3.5 Ungarn

In Ungarn ist von 1990 bis 2002 der Anteil der Kohlen am Primärenergieverbrauch von etwa 21,4 % auf 14 % zurück gegangen. Damit hat Ungarn eine Entwicklung vollzogen, wie sie auch im Durchschnitt der EU-15 zwischen 1990 und 2002 durchlaufen wurde. Der Rückgang

¹³⁵ Im Braunkohlesektor wurde im Jahr 2005 im Rahmen regionaler Entwicklung für das Unternehmen Lignit Hodin eine direkte Beihilfe durch die Europäische Kommission genehmigt. Vgl. http://europa.eu.int/comm/competition/state_aid/decisions/n597_2004/en.pdf, sowie Angaben des BMWF.

der inländischen Braunkohlegewinnung um etwa ein Viertel auf 13 Mill. t (2002) war weniger ausgeprägt als in den alten Mitgliedsländern. Die Steinkohleförderung ist mit deutlich unter 1 Mill. t von geringer Bedeutung für die inländische Energieversorgung. Von den für die Restrukturierung der Kohleindustrie zwischen 2004 und 2010 vorgesehenen Beihilfen in Höhe von insgesamt 255 Mill. € wurden am 25. Januar 2006 von der Europäischen Kommission ein erster Teilbetrag von 67,6 Mill. Euro genehmigt.¹³⁶

Braunkohlen werden in Ungarn fast ausschließlich zur Elektrizitätserzeugung eingesetzt. Die Reorganisation der Braunkohlenbetriebe im Laufe der 90er Jahre führte zu einer Integration vieler Braunkohlenunternehmen in die Stromwirtschaft. Daher liegen für den Kohlesektor keine gesonderten Angaben zur Beschäftigungsentwicklung vor. Ebenso lässt sich die finanzielle Situation in der Kohlegewinnung derzeit nicht abbilden.

3.3.6 Bulgarien

Die Braunkohlenproduktion in Bulgarien hat im Vergleich zu den alten und neuen Mitgliedsländern der Europäischen Union seit 1990 unterproportional abgenommen. Zuletzt ist sie nach vorläufigen Angaben sogar wieder von 25,9 Mill. t (2002) auf 27,1 Mill. t (2003) gestiegen.

Reformen wurden im bulgarischen Kohlesektor (Steinkohle und Braunkohlen) erst Ende der 90er Jahre im Rahmen der bulgarischen Energiestrategie und des neuen Energiegesetzes begonnen. Die überarbeitete Version der Energiestrategie aus dem Jahr 2000 sieht vor, dass nicht profitable Kohlenbetriebe geschlossen und die überlebensfähigen Kohlenunternehmen privatisiert werden. Von den 26 bestehenden Bergwerken bzw. Tagebauen galten 13 als überlebensfähig; bei 11 wurde die Privatisierung angegangen. Nach offiziellen Angaben wurden zwischen 2001 und Ende 2003 sechs Produktionsbetriebe offiziell privatisiert.

Kohle soll auch künftig eine wichtige Rolle in der bulgarischen Energieversorgung, insbesondere in der Elektrizitätserzeugung spielen. Nach Angaben des Energieministeriums sind Investitionen in Höhe von 300-700 Mill. US-\$ für die Modernisierung der Tagebaue Maritsa Ost vorgesehen.¹³⁷ Der Beitrag der inländischen Kohle zur Primärenergieversorgung soll nach

¹³⁶ Vgl. European Commission, MEMO/05/217, Brüssel 22. Juni, 2005.
<http://europa.eu.int/rapid/pressReleasesAction.do?reference=MEMO/05/217&format=HTML&aged=1&language=EN&guiLanguage=en>.

¹³⁷ Grundsätzlich wird der Untertagebau, in dem etwa 10 % des Aufkommens gewonnen werden, in der Energiestrategie als technologisch rückständig, gegenüber den öffentlichen Haushalten stark verschuldet und teilweise nicht überlebensfähig bezeichnet. Vgl. Ministry of Energy and Energy Resources, 2003.

den Prognosen der Regierung bis 2015 noch steigen, ihr Anteil wird allerdings aufgrund steigender Kohl-, Öl- und Erdgasimporte zurückgehen.¹³⁸

3.3.7 Rumänien

Die Gewinnung von Braunkohlen in Rumänien lag im Jahr 2003 nur geringfügig unter der Gewinnung im Jahr 1990. Im Zeitraum 1990 bis 2003 waren allerdings zwei Phasen mit einer unterschiedlichen Entwicklung der Produktion zu beobachten. In der ersten Hälfte der 90er Jahre wurde die Gewinnung gesteigert. In den Jahren 1996/1997 führte die Schließung von Zechen zu einem deutlichen Produktionsrückgang. Am aktuellen Rand zeichnet sich eine Erholung der Braunkohlegewinnung ab; nach vorläufigen Angaben wurden 2003 32,6 Mill. t Braunkohlen gewonnen. Dies entspricht der langfristigen Planung einer jährlichen Gewinnung von 30-35 Mill. t.¹³⁹

Im Verlauf der 90er Jahre ist die Produktivität im rumänischen Kohlenbergbau zwar gestiegen, bleibt aber dennoch relativ gering. So lag rechnerisch die Produktivität im Kohlensektor 1997 bei 391 t/Person/Jahr; im Jahr 1999 waren es 496 t/Person/Jahr.¹⁴⁰ Auch in den folgenden Jahren hat die Verbesserung der Produktivität angehalten. Im Zeitraum 2000 bis 2003 wurde die Zahl der Beschäftigten um 13,4 % auf ca. 39.000 Personen reduziert und die Kohlegewinnung gesteigert. Die Produktivität stieg bis 2003 auf 835 t/Person/Jahr.

In Rumänien wurde der Kohlensektor im Laufe der 90er Jahre in drei staatliche Unternehmen der Kohlegewinnung und ein Handelsunternehmen aufgeteilt. Zum Braunkohlensektor gehört das Nationale Lignitunternehmen Oltenia (NCL) und das Nationale Kohleunternehmen Ploiești (NSC). Der Steinkohlesektor ist im Nationalen Steinkohleunternehmen (NSH) sowie im Unternehmen für Steinkohle, Banat (CSH) organisiert. Gegründet wurde eine Agentur für Mineralische Ressourcen, die für die Vergabe von Konzessionen und Lizenzen zur Kohlegewinnung zuständig ist.

Die Restrukturierung des rumänischen Kohlensektors wird von der Weltbank unterstützt. Ende 2004 wurden 120 Mill. US-\$ für die weitere Zechenstillegung sowie für die Schaffung von Arbeitsplätzen in anderen Bereichen und die kommunale Entwicklung gewährt. Im Rah-

¹³⁸ Republic of Bulgaria, 2002.

¹³⁹ Die jährliche Steinkohleproduktion wird mit 3,5 Mill. t angegeben. Vgl. Romanian Government, Ministry of Economy and Commerce, 2004.

¹⁴⁰ World Energy Council 2000, 145.

men der weiteren Reformen des Kohlensektors und des Beitritts Rumäniens zur Europäischen Union ist auch die finanzielle Restrukturierung der Kohlenbetriebe vorgesehen.¹⁴¹ Insbesondere sind Subventionen, die im Jahr 2003 150 Mill. US-\$ erreichten, abzubauen.

3.4 Umstrukturierung im Mineralölsektor

In den vergangenen Jahren wurde die Umstrukturierung des Mineralölsektors in den einzelnen osteuropäischen Beitrittsländern mit unterschiedlicher Intensität angegangen. Während im Tankstellensektor weitgehende Marktöffnung – auch für ausländische Anbieter – besteht, ist die Privatisierung der anderen Bereiche des Ölsektors, insbesondere Exploration, Gewinnung und Verarbeitung in vielen Ländern nur langsam vorangekommen.

Im Rahmen der bisherigen Umstrukturierungen und Teilprivatisierungen von Ölunternehmen kam es auch zur Beteiligung ausländischer Unternehmen. Eine bedeutende Privatisierung erfolgte 2004 mit dem mehrheitlichen Verkauf der bislang staatliche rumänischen Holding Rompetrol an die österreichische OMV.

Käufe und Beteiligungen waren nicht nur auf die "West-Ost"-Richtung beschränkt. Vielmehr kam es auch zu Beteiligungen innerhalb der Beitrittsregionen, d.h. Ölgesellschaften eines Beitrittslandes haben Anteile von Ölunternehmen in einem der anderen Beitrittsländer erworben. Außerdem ist der russische Yukos in mehreren Ländern aktiv. Die folgende Zusammenstellung gibt einen groben Überblick zur Unternehmensumstrukturierung und Privatisierung im Ölsektor (Exploration, Gewinnung und Verarbeitung) der einzelnen Länder.¹⁴²

Aus der Umstrukturierung, sind in **Polen** folgende Akteure im Ölsektor hervorgegangen: PGniG (Polskie Gornistwo Naftowe i Gazownictwo) ist zuständig für die Exploration und den Handel von Rohöl. Die Offshore-Exploration liegt in Händen von Petrobaltic. Betreiber des Pipelinenetzes ist die staatliche Gesellschaft PERN. Als wichtigster Akteur der Privatisierung und Restrukturierung des Ölsektors wurde Ende der 90er Jahre Nafta Polska etabliert. Polen verfügt über sieben Raffinerien. Die bei weitem größten sind PKN Orlen (Plock) und die Raffinerie Gdańsk (seit 2003 Grupa Lotos). Die Privatisierung im Raffineriesektor wurde im

¹⁴¹ Im Rahmen der Restrukturierung der 90er Jahre waren bereits Subventionen zurückgeführt worden. Nach Angaben des World Energy Council (2000, 140) sind die Subventionen für die Produktion von 337,8 Mill. US-\$ im Jahr 1990 auf 33 Mill. US-\$ im Jahr 1999 gesunken; dies spiegelt jedoch nur ein Teil der staatlichen Unterstützung.

¹⁴² Im Tankstellensektor sind in den Ländern inzwischen private Anbieter auf dem Markt aktiv und der Wettbewerb hat sich erhöht. Dieser Sektor wird im Folgenden nicht weiter betrachtet.

Sommer 2001 angegangen, als Anteile der Gdansker Raffinerie an die englische Roth verkauft werden sollten; die ungarische MOL trat als Kaufinteressent für Anteile an Plock auf. Die Verkäufe wurden gestoppt. Insgesamt verläuft die Privatisierung des polnischen Ölsektors langsamer als ursprünglich geplant. Polnische Unternehmen haben sich allerdings an Ölunternehmen im Ausland beteiligt. Im Sommer 2004 übernahm PKN Orlen 63 % der Anteile der tschechischen Unipetrol. In Deutschland wurden Tankstellen von BP übernommen.

In **Ungarn** ist der Ölsektor noch stark konzentriert. Die Exploration und Produktion von Öl liegt in Händen von MOL. Dieses Unternehmen ist auch Eigentümer der ungarischen Raffinerie Szazhalombatta und hält darüber hinaus Anteile an der slowakischen Gesellschaft Slovnaft (teilweise über Slobena und Slovintegra) sowie an der kroatischen INA.

Aufgrund der geringen eigenen Vorkommen spielen in der **Tschechischen Republik** inländische Produktion und eigene Raffinerieverarbeitung eine geringe Rolle. Zuständig für die Gewinnung ist Moravske Naftove Doly. Als Betreiber der Družba-Pipeline fungiert die staatliche MERO ČR. Die Gesellschaft Česká rafinérská, die mehrheitlich zur Unipetrol Holding gehört und als Joint-Venture mit ausländischen Unternehmen (AgipPetroli, Conoco and Shell) geführt wird, umfasst die Raffinerien von Litvinov and Kralupy mit einer Kapazität von 178.000 b/d. Eine kleinere Raffinerie befindet sich in Pardubice.

Transit und inländischer Transport wird in der **Slowakei** von Transpetrol ausgeführt. An Transpetrol ist der Staat zu 51 % und das russische Ölunternehmen Yukos zu 49 % beteiligt. Die von der ungarischen MOL übernommene Raffinerie Slovnaft mit einer Kapazität von 115.000b/d ist die einzige große Raffinerie der Slowakei.

In **Slowenien**, das über geringe eigene Ölvorräte verfügt, wird Exploration und Produktion von Nafta Lendava ausgeführt, deren Anteile zu 45 % in Händen des slowenischen Staates und zu 55 % in Händen des teilprivatisierten Unternehmens Petrol liegen. Die einzige Raffinerie des Unternehmens wurde 1999 geschlossen.

Der Ölsektor **Bulgariens** ist in der Petrol Holding organisiert. Neftochim, das größte Raffinerieunternehmen mit einer Kapazität von 134.000 b/d, gehört zu 58 % der russischen Lukoil; das Unternehmen will seinen Anteil künftig aufstocken.

In **Rumänien** sind aus der Umstrukturierung des Ölsektors die Unternehmen Conpet (Pipelines), Petrotrans (Verteilung, Vermarktung) und Petrom hervorgegangen. Im Jahr 2004 wurden 51 % der Anteile an Petrom an die österreichische OMV verkauft. Rumänien verfügt

insgesamt über zehn Raffinerien, deren Kapazitäten nicht ausgelastet sind. Petrom betreibt darunter die Raffinerien Arpechim und Petrobrazil. Zu den bereits privatisierten Raffinerien gehört Petrotel, das mehrheitlich im Eigentum von Lukoil steht. In jüngster Zeit haben auch türkische und indische Unternehmen Beteiligungen an Raffinerien erworben.

Das **Baltikum** ist in hohem Maße von Ölimporten abhängig. Lettland hat keine eigenen Ölvorkommen; in geringem Umfang Öl gewonnen wird in Litauen und Estland (auf Basis von Ölschiefer). Das Baltikum verfügt nur über die in Litauen gelegene Raffinerie Maziukiai, deren Eigentümer der litauische Staat und die russische Yukos sind.

Weitgehende Marktöffnung besteht im Tankstellenbereich. In vielen Beitrittsländern haben inzwischen ausländische Unternehmen begonnen, ein eigenes Tankstellennetz aufzubauen. Grundsätzlich nimmt die Konkurrenz im Tankstellenbereich zu.

Die neuen Mitgliedsländer der EU haben sich mit ihrem Beitritt zur EU auch dazu verpflichtet, Mindestbände von Rohöl und/oder Produkten zu halten, die ausreichen, um den Verbrauch für mindestens 90 Tage decken zu können. Abgesehen von Ungarn ist allen neuen Mitgliedsländern eingeräumt worden, dass sie diese Vorschriften erst nach dem Beitritt einhalten müssen. Die Tschechische Republik hat sich dazu bis 31. Dezember 2005, Polen und die Slowakische Republik bis 31. Dezember 2008, Estland, Lettland und Litauen bis 31. Dezember 2009 verpflichtet. Bulgarien und Rumänien haben einen Aufschub bis 31. Dezember 2012 bzw. bis 31.12.2011 erhalten.

Zum Ende des ersten Quartals 2005 erfüllten von den hier betrachteten neuen Mitgliedsländern Ungarn und auch bereits die Tschechische Republik die EU-Normen. Vor allem Estland und Lettland lagen mit Beständen von nur 21 bzw. 26 Tage des Verbrauchs (zugrundegelegt wird derzeit der Verbrauch in 2003) weit dahinter zurück. Ungarn und die Tschechische Republik übertrafen zu diesem Zeitpunkt bereits die EU-Norm mit Beständen für einen Verbrauch von 110 bzw. 94 Tagen

Tabelle 3–14
Ölbestände am Ende des ersten Quartals 2005

Land	Kategorie I	Kategorie II	Kategorie III	Insgesamt	Kategorie I	Kategorie II	Kategorie III	Insgesamt
	in 1000 t				in Tagen des Verbrauchs			
Bulgarien								
Estland	16	32	1	49	21	21	21	21
Lettland	25	39	16	80	28	22	52	26
Litauen	44	97	111	252	57	62	124	78
Polen	620	1283	258	2161	57	61	70	61
Rumänien								
Slowakei	110	246	21	377	55	82	18	61
Slowenien	150	236	13	399	74	63	75	67
Tschech. Rep.	504	813	102	1419	94	96	83	94
Ungarn	374	583	412	1369	125	78	206	110
Deutschland	8558	19121	2721	30400	125	114	156	120
EU-15	58956	36506	599	129860	120	103	173	115
Kategorie I = Benzin, einschl. Flugbenzin. Kategorie II = Gasöl, Diesel, Petroleum. Kategorie III = Schweres Heizöl.								
Quelle: Europäische Kommission (europa.eu.int/comm/energy/oil/stocks/documents).								

Tabelle 3–15 zeigt, dass es zwischen alten und neuen Mitgliedsländern Unterschiede in den Verbraucherpreisen nach Steuern gibt. Auch innerhalb der Beitrittsregion sind Preisdifferenzen festzustellen.

Tabelle 3–15
Verbraucherpreise für Mineralölerzeugnisse (5. Juli 2005)
einschließlich Abgaben und Steuern

Land	Euro-Super 95	Diesel	Heizöl
	Euro je 1000 l		
Estland	813,60	819,60	482,53
Lettland	811,66	817,41	563,14
Litauen	846,39	837,17	494,96
Polen	1016,23	934,33	576,08
Slowakei	976,77	985,12	529,44
Slowenien	920,44	929,21	571,73
Tschech. Republik	953,39	950,85	620,80
Ungarn	1076,10	1045,22	1045,22
Deutschland	1250,80	1106,50	551,50
EU-15	1215,38	1071,46	634,01
EU-25	1193,96	1061,88	632,10
Quelle: Europäische Kommission, Generaldirektion Energie und Transport, Öl Bulletin NUM: 1269, 05/07/2005.			

4 Energieszenarien für die neuen Mitgliedsländer, Beitrittskandidaten und Deutschland

Das Wichtigste in Kürze

Nach den aktuellen Energieszenarien der EU und EURPROG wird die Wirtschaft in den neuen Mitgliedsländern der EU (NMK) bis 2030 stärker wachsen als in den alten Mitgliedsländern. Im Vergleich zu den EU-Szenarien wird von EWI/Prognos¹⁴³ für Deutschland eine geringere wirtschaftliche Dynamik und dementsprechend auch ein geringerer Anstieg des Energieverbrauchs prognostiziert.

In den NMK wird der Primärenergieverbrauch künftig deutlich geringer steigen als das Bruttoinlandsprodukt. In Deutschland wird der Primärenergieverbrauch nach den EU-Szenarien stagnieren, nach EWI/Prognos¹⁴⁴ geht er sogar zurück.

Der Stromverbrauch wird in den neuen Mitgliedsländern nach Szenarien der EU von 2000 bis 2030 um mindestens die Hälfte steigen, EURPROG erwartet allein von 2002 bis 2020 ein Anstieg um knapp 40 %. Nach den EU-Szenarien wird in den NMK auf die konventionellen Wärmekraftwerke auch noch im Jahr 2030 mindestens drei Viertel der Stromerzeugung entfallen, das wäre ein deutlich größerer Beitrag als in den alten Mitgliedsländern der EU. Die regenerativen Energien werden zwar in den NMK relativ stark zulegen, ihr Anteil an der Stromerzeugung wird aber nicht wesentlich über 10 % steigen und damit deutlich hinter den in den alten Mitgliedsstaaten erwarteten Anteilswerten zurückbleiben.

Besonders stark weichen in den untersuchten Szenarien und Prognosen die Einschätzungen zur künftigen Entwicklung der Beiträge von Kohlen und Erdgas in Deutschland voneinander ab. Nach EURPROG wird der Ausstieg aus der Kernenergie auch durch einen verstärkten Einsatz von Kohle kompensiert, der Anteil des auf Basis von Kohle erzeugten Stromes, der 2002 leicht über der Hälfte lag, steigt daher bis 2020 noch etwas an. Der Anteil des Erdgases verdoppelt sich bis 2030 auf etwa 20 %. Nach EWI/Prognos¹⁴⁵ wird der Anteil der Kohlen bis 2030 auf weniger als 40 % sinken, dafür verdreifacht sich der Anteil des Erdgases auf etwa ein Drittel der Stromerzeugung.

¹⁴³ EWI/Prognos, 2005.

¹⁴⁴ Ebenda.

¹⁴⁵ Ebenda.

4.1 Einleitung

Aktuelle Prognosen zur Entwicklung der Energieversorgung in den neuen Beitrittsländer liegen von der EU (Energy and transport trends 2005), von UCTE sowie für Deutschland von EWI/Prognos vor. Die IEA veröffentlicht lediglich Angaben für OECD-Europa und für Transformationsländer insgesamt, eine gesonderten Betrachtung der Entwicklung der neuen Mitgliedsländer und der Beitrittskandidaten Rumänien und Bulgarien ist auf dieser Basis nicht möglich.

4.2 EU: Energy and transport trends 2005

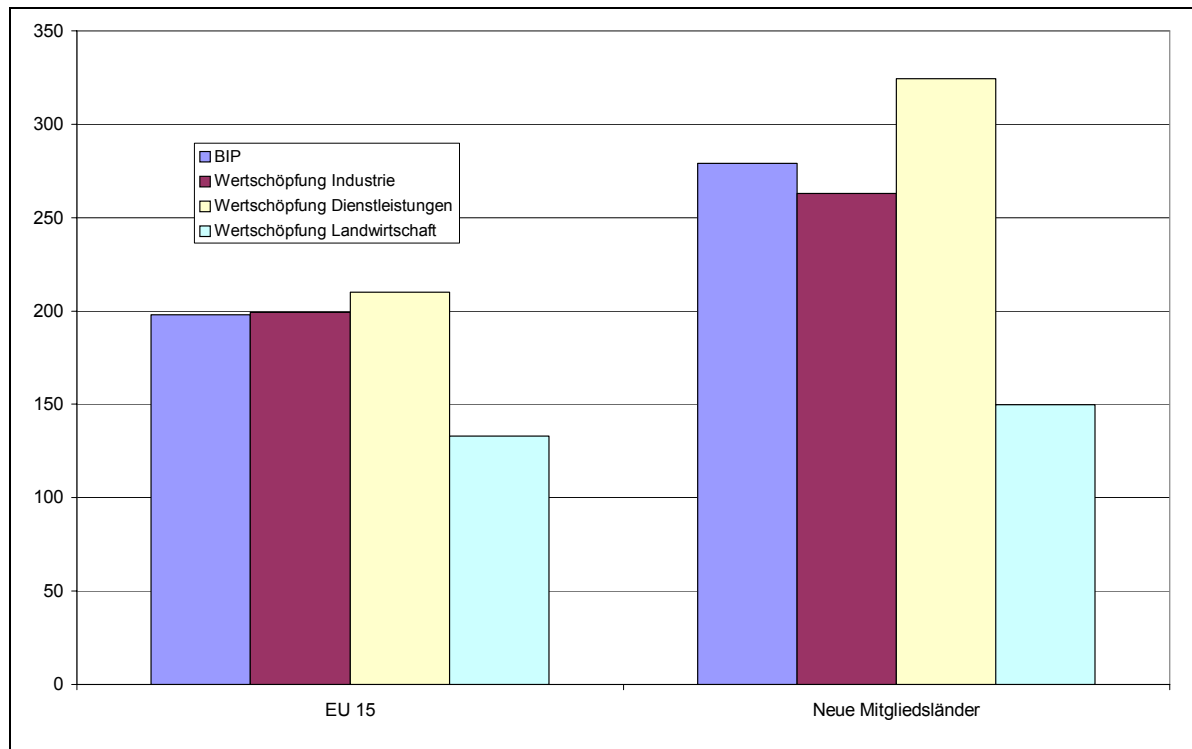
4.2.1 Beschreibung der ausgewählten Szenarien

Die 2005 durch die EU veröffentlichten Szenarien „European Energy and Transport Scenarios on key drivers“ (2005) beschreiben neben einer Referenzentwicklung eine Vielzahl von Szenarien, von denen hier neben dem Referenzszenario nur eine Auswahl dargestellt werden soll, nämlich ein Szenario, in dem Energieeffizienz und die Nutzung regenerativer Energien besonders stark vorangetrieben wird (Energieeffizienz und regenerative Energien), ein Szenario in dem zusätzlich der Schienenverkehr gefördert wird (Ausgeweitete Optionen) und ein Szenario in dem die Kernenergie stärker genutzt wird.

Im Referenzszenario werden bestehende Trends fortgeschrieben und die bis Ende 2001 (in Hinblick auf Steuersätze bis Mitte 2002) getroffenen energiepolitischen Entscheidungen und Maßnahmen berücksichtigt. Das schließt die Entscheidungen zur Einführung von Wettbewerb in der Strom- und Gasversorgung sowie die Beschlüsse zum Ausstieg aus der Kernenergie in einigen Mitgliedsländern ein. Nicht berücksichtigt wird im Referenzszenario die Richtlinie vom September 2001 (2000/77) zum Einsatz regenerativer Energien in der Stromerzeugung und die Richtlinie 2003/30 zum Einsatz regenerativer Energien im Verkehrssektor. Auch zusätzliche Maßnahmen zur weiteren Reduktion von CO₂-Emissionen sind nicht berücksichtigt.

Abbildung 4-1

Wertschöpfung in der EU nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" nach Sektoren im Jahr 2030
2000 = 100



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

In den dargestellten Szenarien wird ein leichter Bevölkerungsanstieg in der EU-15 und ein Bevölkerungsrückgang in den neuen Mitgliedsländern angenommen, die Zahl der Haushalte nimmt in beiden Ländergruppen zu. Die wirtschaftliche Dynamik ist in den neuen Mitgliedsländern deutlich größer als in den alten. Von 2000 bis 2010 werden in den neuen Mitgliedsländern durchschnittliche Wachstumsraten von jährlich 3,8 % im Vergleich mit 2,4 % in den alten Mitgliedsländern unterstellt, das wäre in beiden Ländergruppen eine Beschleunigung im Vergleich zur vorangegangenen Dekade. Von 2000 bis zum Jahr 2030 verdreifacht sich (real) unter den angenommenen Bedingungen das BIP in den neuen Mitgliedsländern nahezu und in den alten verdoppelt es sich immerhin. Während die Wertschöpfung der Industrie in den alten Mitgliedsländern etwa gleich stark wächst wie das Bruttoinlandsprodukt insgesamt, nimmt die Wertschöpfung dieses Sektors in den neuen Mitgliedsländern geringer zu. Dafür expandiert der Dienstleistungssektor in den neuen Mitgliedsländer relativ stärker. Dadurch nähern sich die Strukturen in den neuen Mitgliedsländern bis zum Ende des Betrachtungszeitraums tendenziell an diejenigen in den alten Mitgliedsländern an.

Um die Unsicherheit über die Entwicklung der Energiepreise berücksichtigen zu können, werden von der EU auch Szenarien für den Fall hoher und niedriger Energiepreise vorgelegt, auf deren Darstellung hier verzichtet wird. Im Referenzfall wird angenommen, dass die Grenzübergangspreise für Rohöl im Jahr 2030 real etwa gleich hoch sein werden wie im Jahr 2000, und zwar 27,9 Euro je Barrel Rohöl. Das unterstellt einen deutlichen realen Rückgang im Vergleich zu den aktuellen Preisen.

Im Szenario „Energieeffizienz und Erneuerbare“ wird bis 2010 der Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung auf 12 % erhöht. Dabei wird vorausgesetzt, dass die von der EU bereits beschlossenen Maßnahmen zur Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien auch umgesetzt werden. Dazu zählen insbesondere folgende Maßnahmen:

Förderung der Energieeffizienz

- Finanzielle Anreize für Maßnahmen zur Effizienzsteigerung im Rahmen von Regional- und Kohäsionsfonds,
- Förderung von Steuererhöhungen in Ländern mit niedriger Energiebesteuerung durch Festlegung von Mindeststeuersätzen auf den Energieverbrauch,
- Förderung von Energieeinsparungen in Gebäuden z.B. durch Einführung von Energiepässen,
- Verpflichtung der Gebäudeinhaber zu regelmäßigen Inspektionen der Heizungsanlagen,
- Einführung von regelmäßigen Begutachtungen der Energieeffizienz von Industriebetrieben (Energy audit),
- Erhöhung des Anteils der Kraft-Wärm-Kopplung (KWK) an der Stromerzeugung bis 2010 auf 18 %.

Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energieträger

- Verdoppelung des Anteils regenerativer Energien auf 12 % des Primärenergieverbrauchs und 22 % der Stromerzeugung in der EU-15 bzw. 21 % in der EU-25,
- Zertifizierung von grünem Strom,
- Durchsetzung des vorrangigen Zugangs regenerativer Energie zu Stromnetzen,

- Vereinfachung von Genehmigungsverfahren für Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien, steuerliche Vergünstigungen für den Einsatz von regenerativen Energien,
- Steigerung des Anteils von Biokraftstoffen von energetisch 2 % im Jahr 2005 auf 6 % im Jahr 2010.

Aufgrund der in diesem Szenario angenommenen Maßnahmen verbessert sich die Energieeffizienz bis 2030 um über 2 % pro Jahr, dadurch verlangsamt sich der Energieverbrauchsanstieg bis zum Jahr 2010 deutlich und stagniert danach nahezu. Daher liegt der Primärenergieverbrauch in diesem Szenario in der EU-25 um 14 % unter dem entsprechenden Wert im Referenzfall, in den neuen Mitgliedsländern sogar um über 19 %. Der Einsatz regenerativer Energien ist in diesem Szenario im Jahr 2010 mit etwa 12 % um knapp 5 %-Punkte höher als im Referenzszenario, im Jahr 2030 knapp 30 %.

Im Szenario „Erweiterte Optionen“ wird zusätzlich zur Förderung regenerativer Energien und der Energieeffizienz unterstellt, dass der Anteil des Schienenverkehrs am Transportaufkommen, der im Referenzfall – besonders stark in den neuen Mitgliedsländern – zurückgeht, bis 2010 in den alten Mitgliedsländern auf dem Stand des Jahres 1998 gehalten wird bzw. in den neuen Mitgliedsländern deutlich verlangsamt zurückgeht. Außerdem wird die Auslastung der Transportmittel deutlich verbessert. Im Jahr 2030 fällt dadurch der Energieverbrauch im Verkehrssektor in der EU-15 um 8,5 % und in den neuen Mitgliedsländern um 10 % geringer aus als im Basisfall. Außerdem wird angenommen, dass der Einsatz von Erdgas, Biokraftstoffen und Wasserstoff im Verkehrssektor stark expandiert. Das hat zur Folge, dass die CO₂-Emissionen deutlich hinter dem Anstieg im Referenzfall zurückbleiben. Hinzu kommen folgende Annahmen:

- Mit alternativen Kraftstoffen (Erdgas, Biokraftstoffen und Wasserstoff) angetriebenen Fahrzeugen tragen bis 2020/30 etwa 20 % zum Transportaufkommens bei.
- Die Mindeststeuersätze für Energieverbrauch nach der Direktive des Europäischen Rates 2003/87/EC werden umgesetzt. Länder, die aktuell höhere Steuersätze haben, behalten diese bei.
- Der Preis für CO₂-Emissionszertifikate steigt von 12 € pro Tonne CO₂ im Jahr 2010 auf 16 € pro Tonne im Jahr 2020 und danach auf 20 € pro Tonne. Die am Emissionshandel beteiligten Sektoren reagieren darauf mit Maßnahmen zur Reduktion der CO₂-Emissionen.

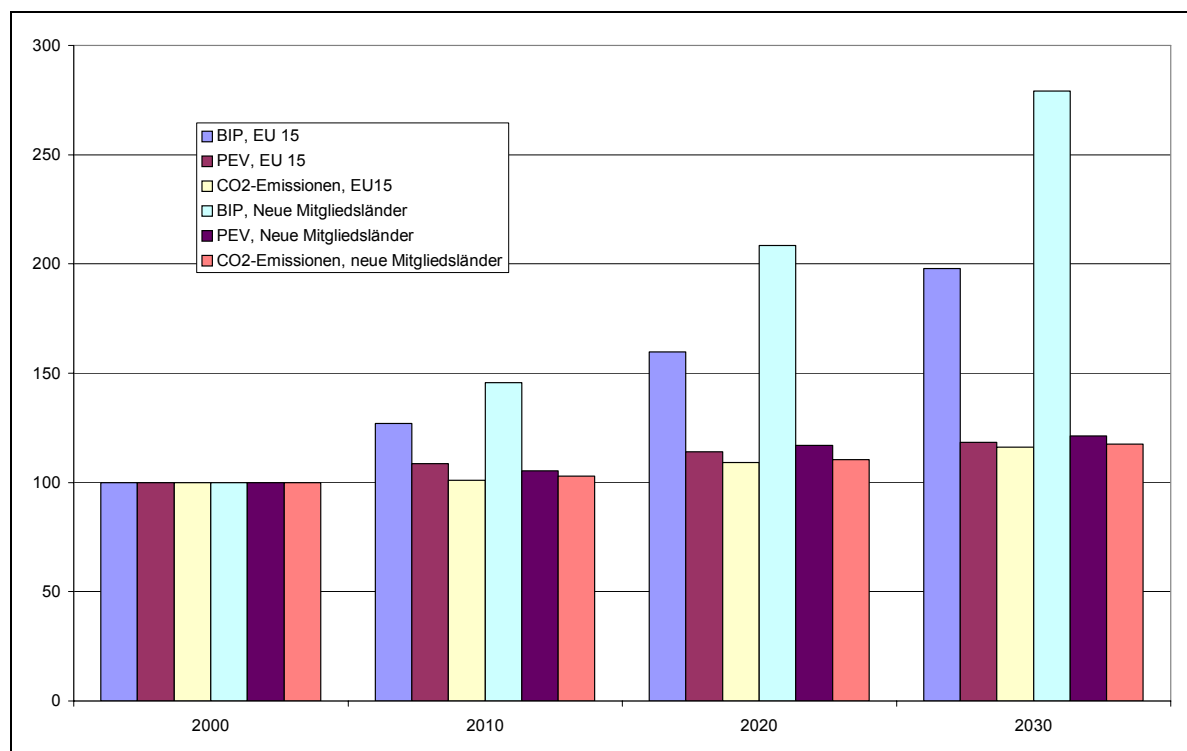
Im „Kernenergieszzenario“ wird angenommen, dass die heute verfügbare neue Generation von Kernenergiereaktoren (EPR, Westinghouse AP 600) aufgrund ihrer stark verbesserten passiven Sicherheit in allen Mitgliedsländern Akzeptanz findet, die bisher Kernenergie eingesetzt haben. Das führt im Vergleich zum Referenzfall zu einem um 78 % höheren Kernenergieeinsatz.

4.2.2 Ergebnisse der EU-Szenarien für die EU-15 und die neuen Mitgliedsländer

Obwohl in der EU bis zum Jahr 2030 mit einem kräftigen Anstieg des Bruttoinlandsprodukts gerechnet wird – vor allem in den neuen Mitgliedsländern – schlägt sich dies nur in einem geringen Anstieg des Primärenergieverbrauchs und der CO₂-Emissionen nieder. Besonders bemerkenswert ist die Entwicklung in den neuen Mitgliedsländern, in denen sich das Bruttoinlandsprodukt bis 2030 nahezu verdreifacht, während Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen nur geringfügig steigen.

Abbildung 4-2

Entwicklung von Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen nach dem Referenzfall von „European Energy and Transport Scenarios 2005“

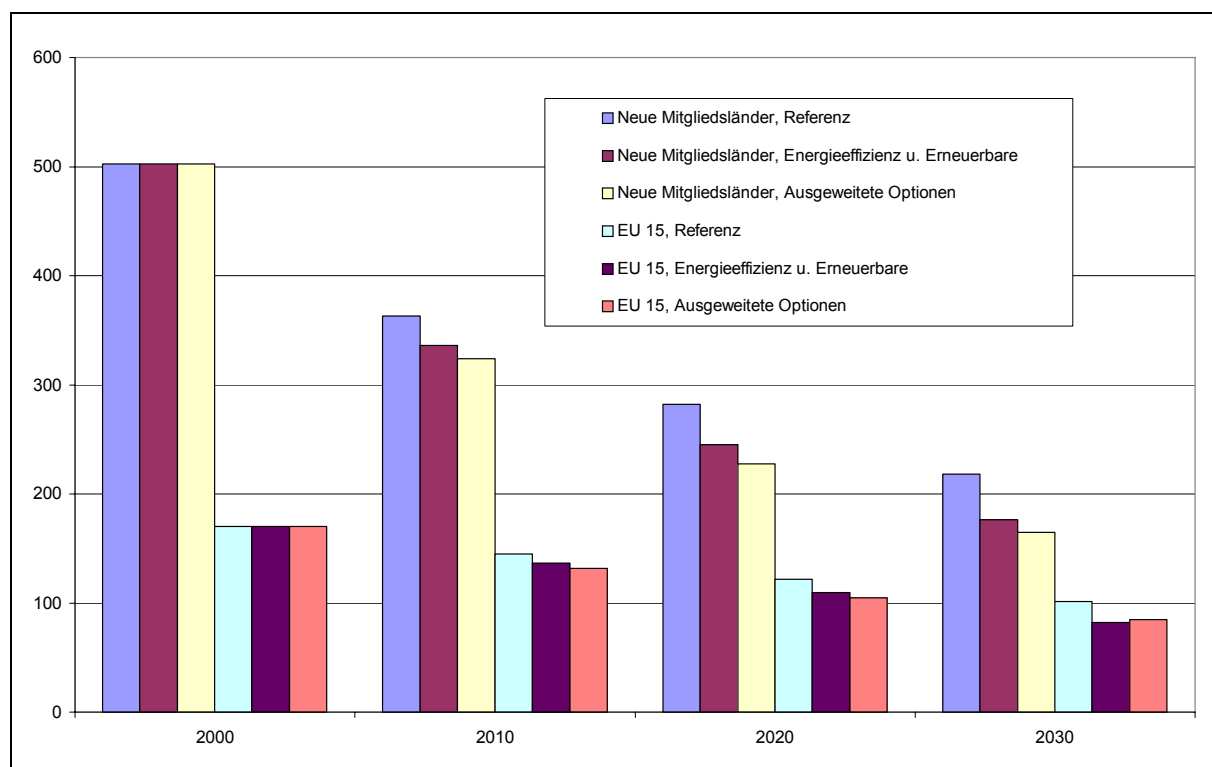


Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Im Jahr 2002 wurden in den neuen Mitgliedsländern etwa 500 kg Öleinheiten benötigt, um 1000 Euro Wertschöpfung zu generieren – das war nahezu drei mal so viel Energie wie in den alten Mitgliedsländern, deren spezifischer Verbrauch unter 200 kg Öleinheiten lag. In den alten Mitgliedsländern kann der spezifische Energieverbrauch halbiert werden und wird 2030 höchstens 100 kg Öleinheiten betragen. Obwohl der spezifische Energieverbrauch in den neuen Mitgliedsländern steil zurück geht, wird er im Jahr 2030 bei gleichen Rahmenbedingungen noch etwa doppelt so hoch ausfallen wie in den alten Mitgliedsländern.

Abbildung 4-3

Entwicklung des spezifischen Energieverbrauchs nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in Kilogramm Öleinheiten je 1000 Euro (2000) Bruttoinlandsprodukt

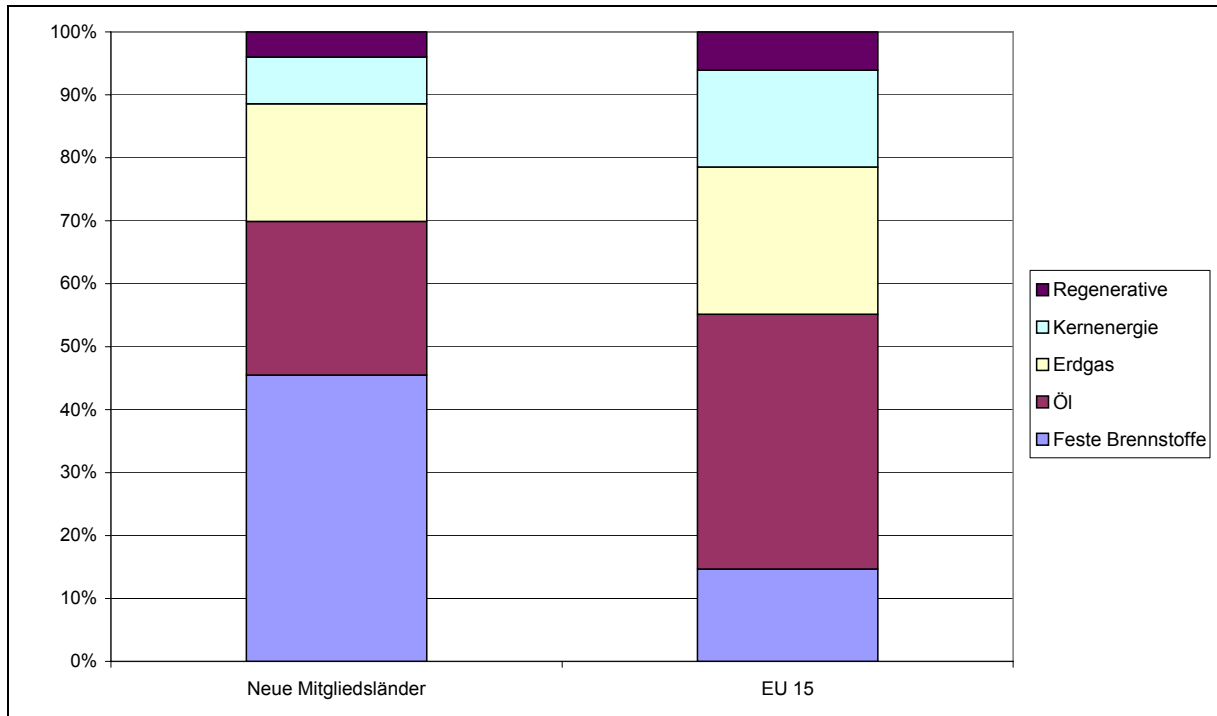


Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs der alten und neuen EU-Mitgliedsländer nach Energieträgern im Jahr 2000 zeigt Abbildung 4-4. Die neuen Mitgliedsländer haben in diesem Jahr nahezu die Hälfte ihres Primärenergiebedarfs mit festen Brennstoffen gedeckt, die alten Mitgliedsländer nur zu etwa 15 %. Der Beitrag der übrigen Energieträger zum Primärenergieverbrauch war in den neuen Mitgliedsländern entsprechend geringer, vor allem derjenige des Mineralöls.

Abbildung 4-4

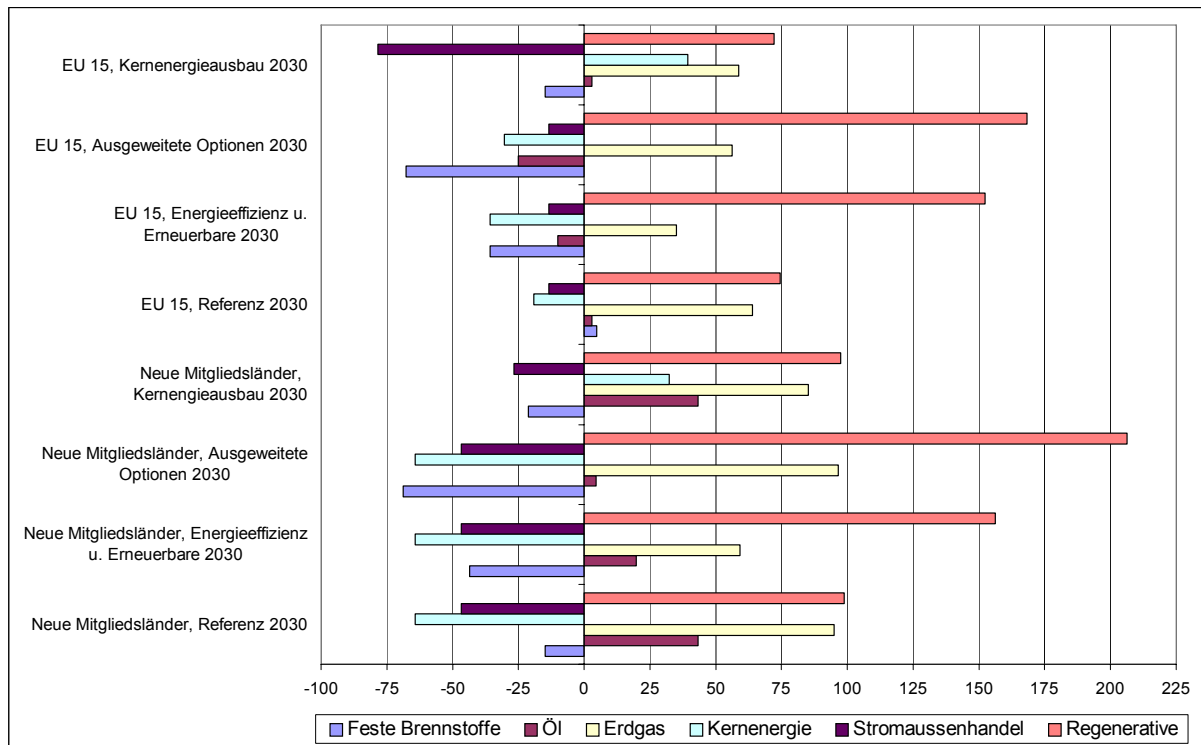
Primärenergieverbrauch nach Energieträgern nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" im Jahr 2000 – in %



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Die Veränderungen des Primärenergieverbrauchs nach einzelnen Energieträgern im Zeitraum von 2000 bis 2030 zeigt Abbildung 4-5. In allen Szenarien steigt in beiden Ländergruppen der Einsatz von regenerativen Energien und von Erdgas, in den neuen Mitgliedsländern auch von Mineralöl. Bei weitem am stärksten expandiert in beiden Ländergruppen und in allen betrachteten Fällen der Einsatz regenerativer Energien. Der Verbrauch fester Brennstoffe geht demgegenüber sowohl in der EU-15 als auch in den neuen Mitgliedsländern in nahezu allen betrachteten Fällen zurück, bei voller Ausschöpfung aller Möglichkeiten zur Energieeinsparung und Nutzung regenerativer Energien um über zwei Drittel. Ein geringfügiger Anstieg des Kohlenverbrauchs ist lediglich in den alten Mitgliedsländern der EU zu erwarten, und zwar im Referenzfall ohne zusätzliche energie- und umweltpolitische Maßnahmen. Kernenergie expandiert in den alten und neuen Mitgliedsländern lediglich in Kernenergie-Szenario, in dem vorausgesetzt wird, dass diese Technik künftig wieder akzeptiert wird. In allen Szenarien nehmen die geringen Energieexportüberschüsse der alten EU-Länder und die geringen Importüberschüsse der neuen Mitgliedsländer ab, besonders stark in der EU-15 bei Ausbau der Kernenergie.

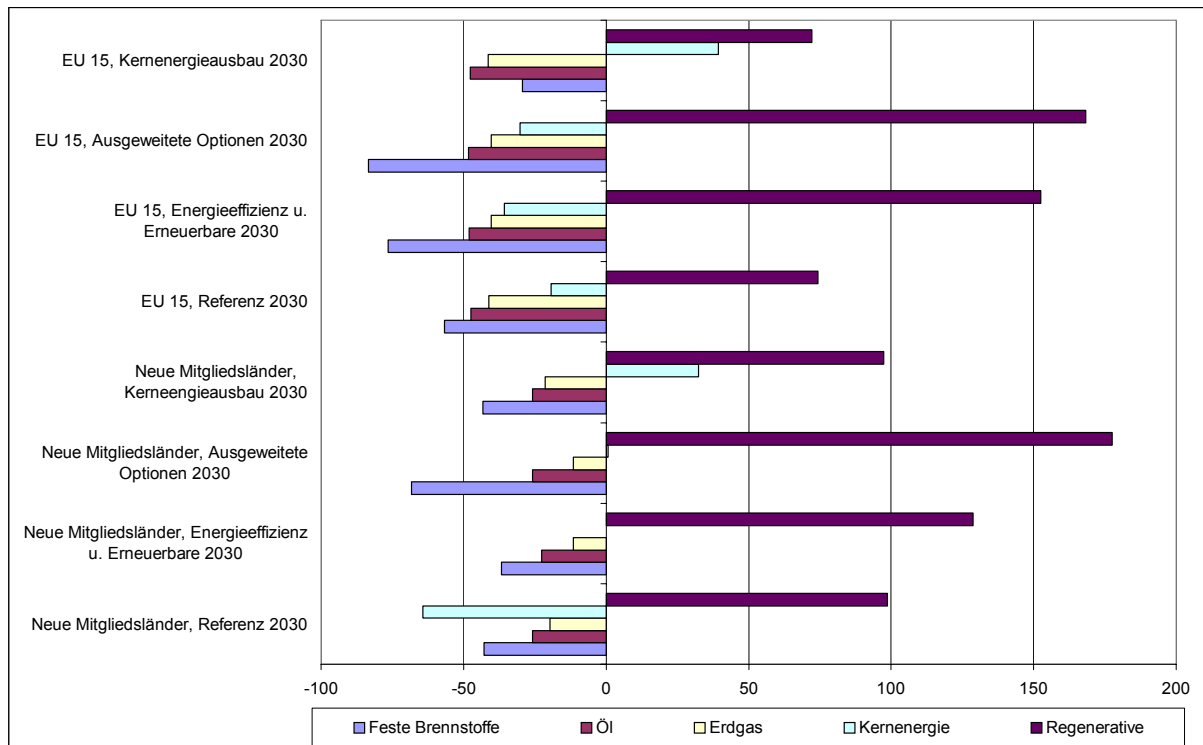
Abbildung 4-5

Veränderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträger nach "European Energy and Transport Scenarios 2005, von 2000 bis 2030 in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Auch bei der Entwicklung der Energiegewinnung ergibt sich ein einheitliches Bild in beiden Ländergruppen: Die Gewinnung von regenerativen Energien nimmt in den alten und in den neuen Mitgliedsstaaten der EU stark zu, bei Nutzung aller Ausbaumöglichkeiten verdreifacht sich ihr Einsatz von 2000 bis 2030 nahezu. Die Kernenergie kann ihren Beitrag unter den oben angegebenen Bedingungen um etwa ein Drittel steigern. Die Gewinnung der übrigen Energieträger geht in allen Fällen zurück, am stärksten von festen Brennstoffen.

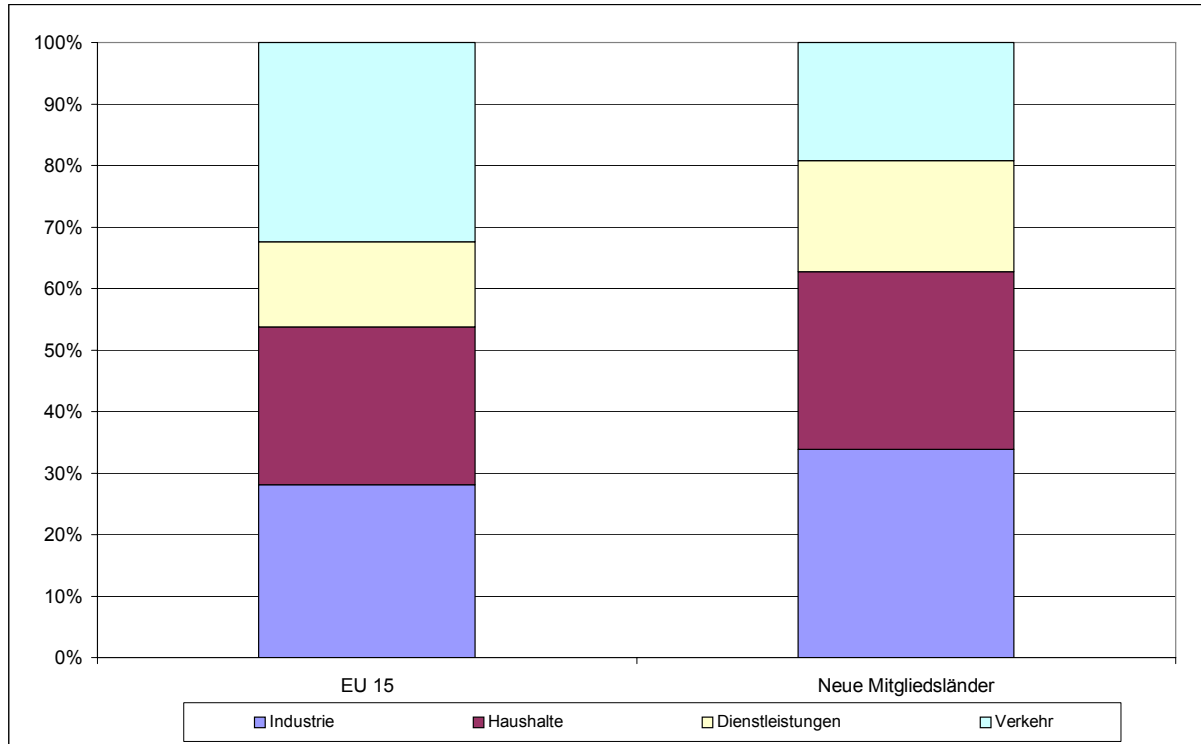
Abbildung 4-6

Veränderung der Energiegewinnung 2030 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" von 2000 und 2030 in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Die Struktur des Endenergieverbrauchs in der EU-15 hebt sich gegenüber den neuen Mitgliedsländern im Jahr 2000 vor allem durch den deutlich höheren Anteil des Verkehrs (etwa ein Drittel gegenüber etwa 19 %) und den entsprechend geringeren Anteilen der übrigen Sektoren ab.

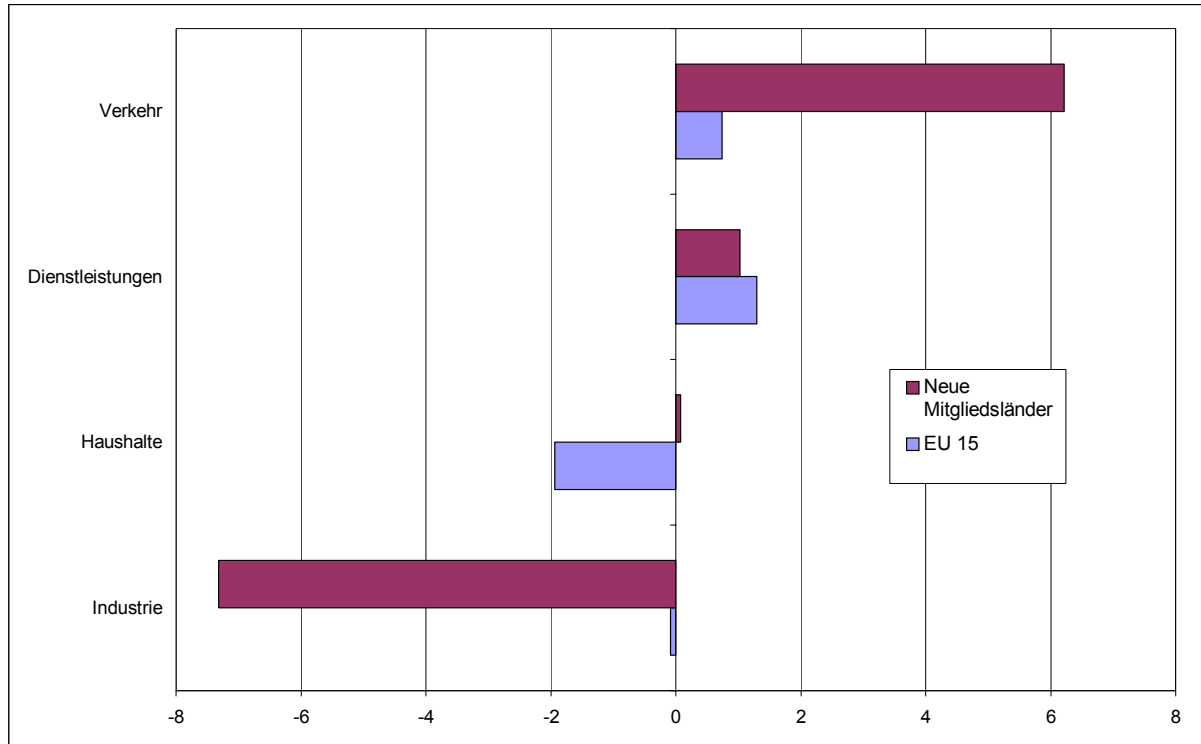
Abbildung 4-7

Struktur des Endenergieverbrauchs im Jahr 2000 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Bis zum Jahr 2030 steigt der Anteil des Verkehrs am Endenergieverbrauch in den neuen Mitgliedsländern um über sechs Prozentpunkte, während der Endenergieverbrauch der Industrie um über sieben Prozentpunkte abnimmt. Die Veränderungen in den alten Mitgliedsländern gehen in diesen Sektoren in die gleiche Richtung, sind aber wesentlich weniger stark ausgeprägt.

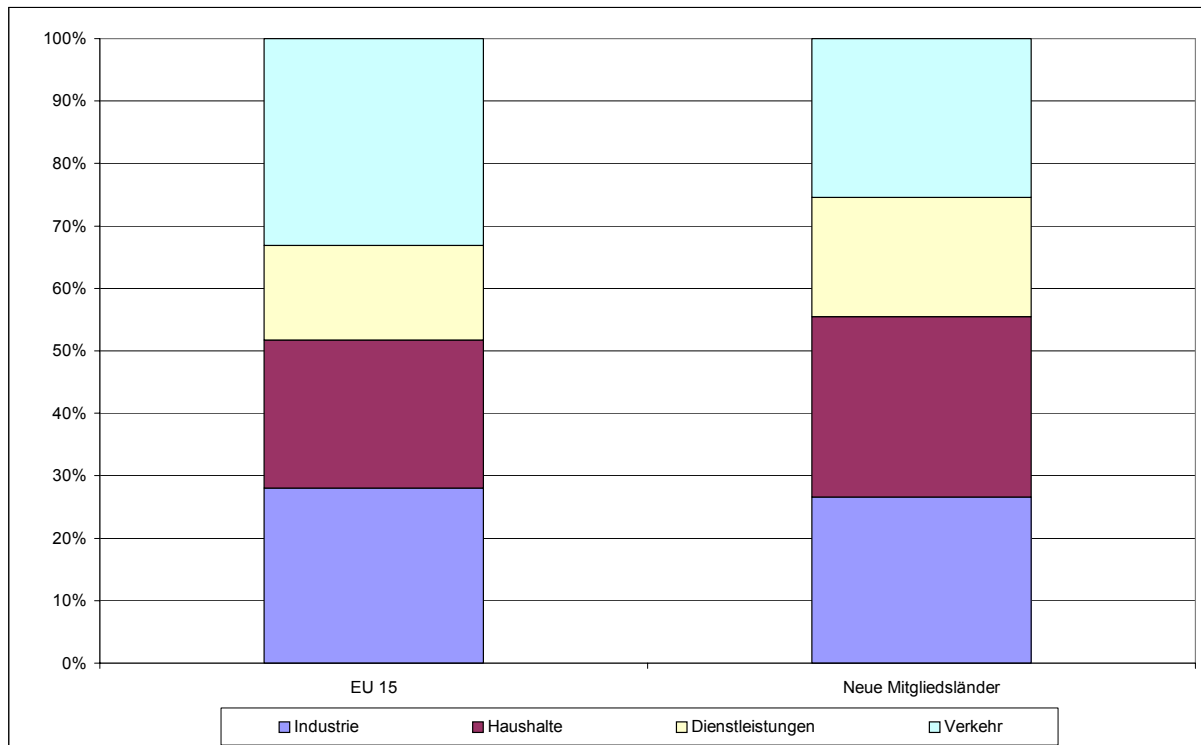
Abbildung 4-8

Veränderung des Endenergieverbrauchs nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" nach Sektoren in Prozentanteilen

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Die Struktur des Endenergieverbrauchs in den alten und neuen Mitgliedsländern nähert sich aufgrund dieser Entwicklungen bis 2030 aneinander an. Der Anteil des Verkehrssektors am Endenergieverbrauch bleibt aber in den alten Mitgliedsländern deutlich größer. Während die Haushalte und die Dienstleistungen in den alten Mitgliedsländern weiterhin einen geringeren Anteil am Endenergieverbrauch haben als in den neuen Mitgliedsländern, ist der Anteil in der Industrie im Jahr 2030 in den alten Mitgliedsländern der EU mit 28 % geringfügig größer als in den neuen.

Abbildung 4-9

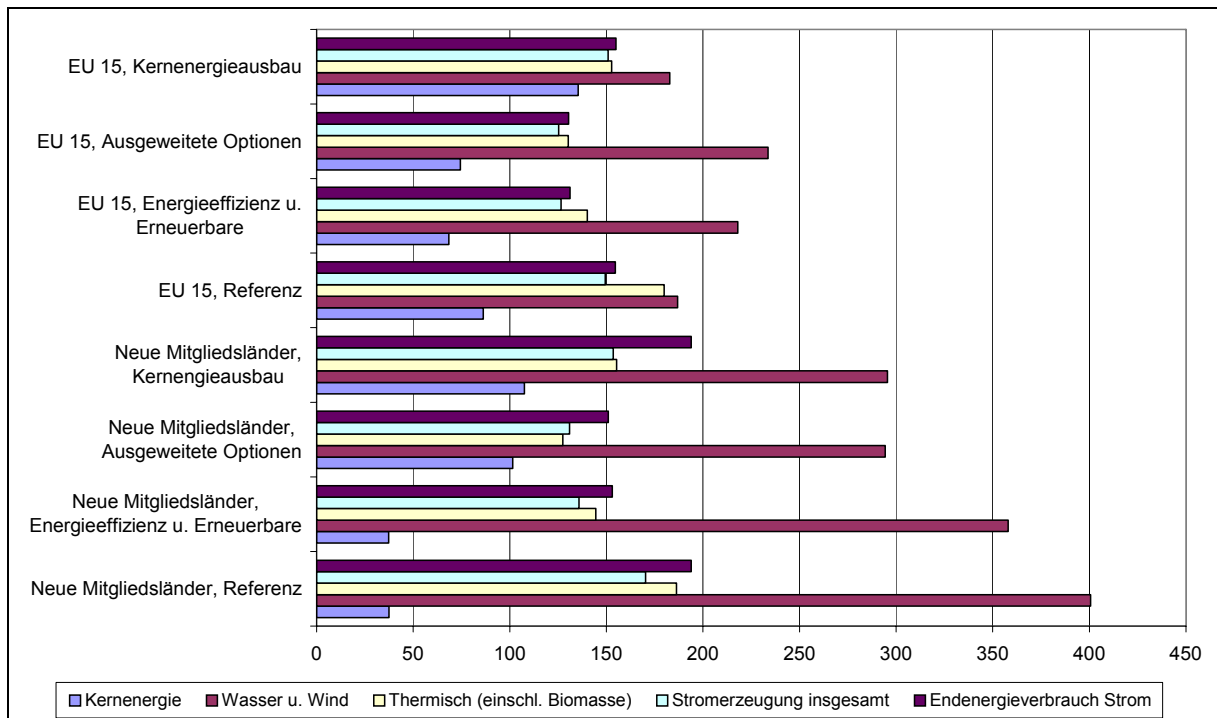
Struktur des Endenergieverbrauchs im Jahr 2030 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Wird die Entwicklung von Stromverbrauch und -erzeugung betrachtet, so zeigt sich, dass nach den Referenzprognosen der EU im Zeitraum von 2000 bis 2030 der Endenergieverbrauch von Strom in der EU-15 etwa um die Hälfte steigt und sich in den neuen Mitgliedsländern nahezu verdoppelt. Bei verstärkten Energiesparbemühungen und erhöhtem Einsatz regenerativer Energien steigt der Stromverbrauch in der EU-15 immerhin noch etwa um ein Drittel und in den neuen Mitgliedsländern um etwa die Hälfte. In allen Fällen und Ländergruppen steigt der Stromverbrauch der Endabnehmer etwas stärker als im Energiesektor. Am stärksten ausgebaut wird in allen Szenarien und Ländergruppen die Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energien, am geringsten auf Basis der Kernenergie – selbst im Szenario, in dem diese Technik wieder Akzeptanz gewinnt.

Abbildung 4-10

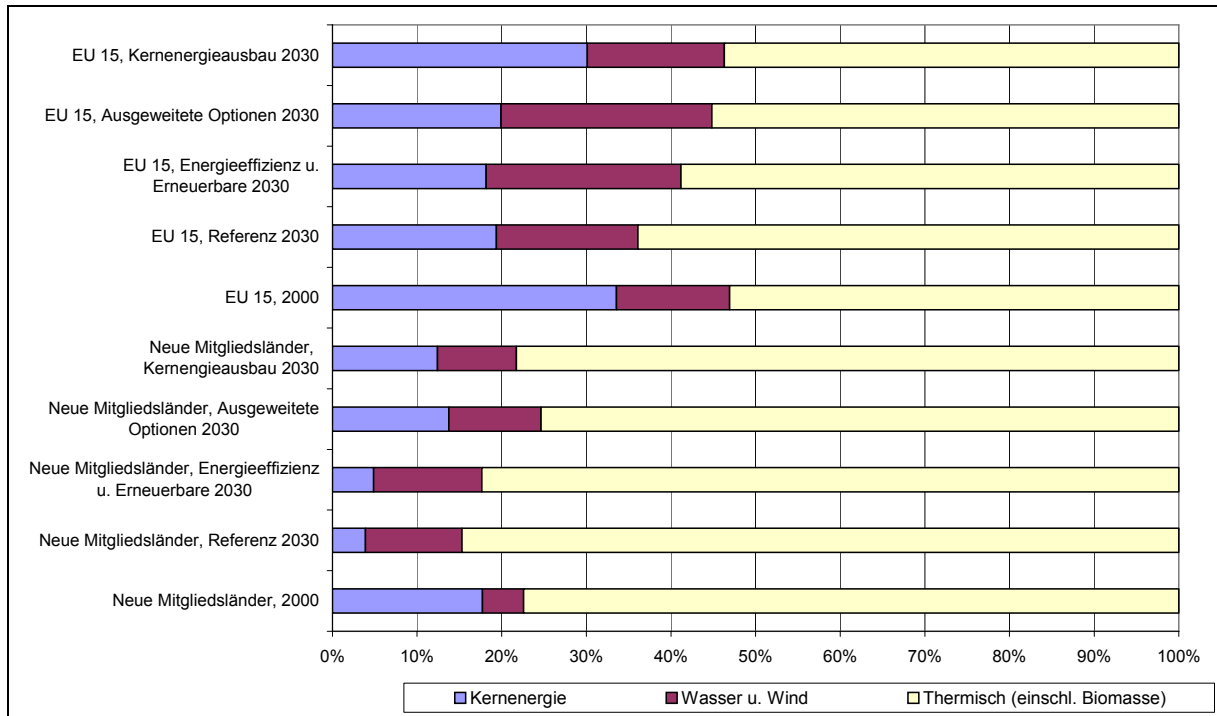
Stromerzeugung nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" im Jahr 2030, 2000 = 100



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Im Jahr 2000 trugen in den alten Mitgliedsstaaten der EU die Kernenergie und regenerative Energien nahezu zur Hälfte der Stromerzeugung bei, in den neuen Mitgliedsländern nur etwa halb so viel. Die Dominanz der thermischen Kraftwerke, die auf Basis fossiler Energien Strom erzeugen, war in den neuen Mitgliedsländern mit einem Anteil von nahezu 80 % besonders groß. Ohne Renaissance der Kernenergie ist in der EU-15 selbst bei starken Energieeinsparungen und bei Ausbau der regenerativen Energien mit einem leichten Anstieg des Anteils konventioneller thermischer Kraftwerke an der Stromerzeugung zu rechnen, in den neuen Mitgliedsländern bleibt die Dominanz der thermischen Kraftwerke bestehen. Bei voller Ausschöpfung der Energiesparmöglichkeiten und der Potentiale regenerativer Energien kann dort aber immerhin ein weiterer Anstieg des Anteils thermischer Kraftwerke an der Stromerzeugung vermieden werden.

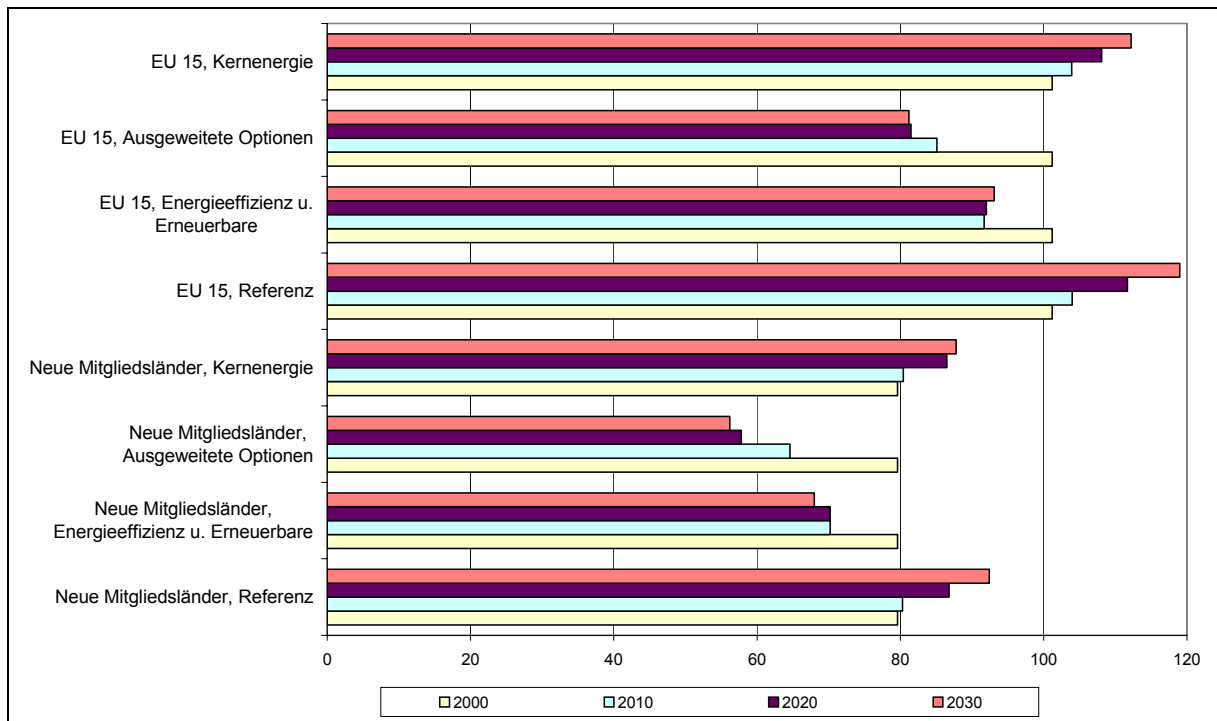
Abbildung 4-11

Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Die CO₂-Emissionen der alten EU-Mitgliedsländer lagen im Jahr 2000 leicht über dem Stand im Jahr 1990, diejenigen der neuen Mitgliedsländer – aufgrund des wirtschaftlichen Einbruchs nach der Wende – nur knapp bei 80 %. Von 2000 bis 2030 steigen die CO₂-Emissionen in den Referenzfällen sowohl in den alten als auch in den neuen Mitgliedsländern deutlich an, letztere bleiben aber immerhin noch unter ihrem Stand im Jahr 1990. Auch im Szenario „Kernenergieausbau“ wird dieser Trend nicht gebrochen. Bei starken Energieeinsparungen und verstärktem Einsatz regenerativer Energien können die alten EU-Mitgliedsländer allerdings ihre CO₂-Emissionen bis 2030 im Vergleich zu 1990 – und zwar ohne verstärkten Kernenergieeinsatz – um bis zu 20 %, die neuen Mitgliedsländer um über 40 % senken.

Abbildung 4-12

Entwicklung der CO₂-Emissionen nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" 1990 = 100

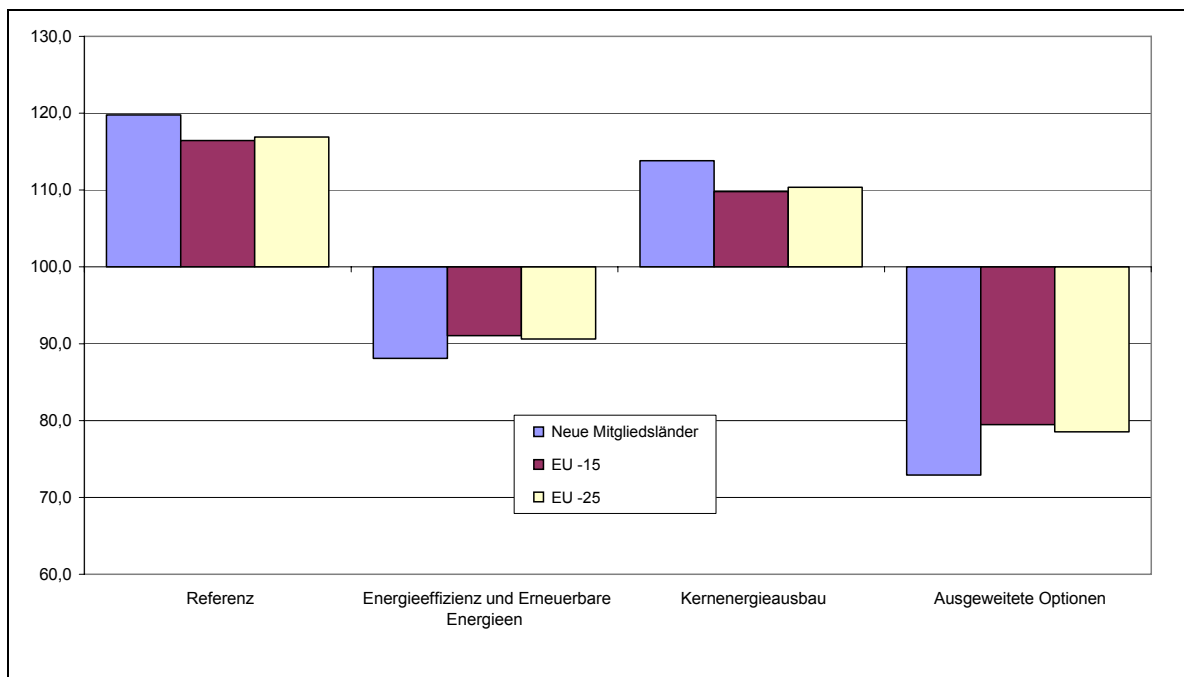
Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Ausgehend vom Jahr 2005 werden die CO₂-Emissionen bis 2030 im Referenzfall in den alten wie in den neuen Mitgliedsländern noch deutlich steigen (vgl. Abbildung 4-13). Der Emissionsanstieg in den neuen Mitgliedsländern beträgt ausgehend von 2005 etwa 20 %. Damit würde das Niveau aus dem Jahr 1990 wieder knapp erreicht und das im Rahmen der EU für 2008/12 vereinbarte Niveau übertroffen. Maßgeblich für diese Entwicklung ist, dass im Referenzfall die durch das hohe Wirtschafts- und Einkommenswachstum bewirkten verbrauchssteigernden Impulse nicht voll durch den zunächst noch starken, nach 2010 aber deutlich abflachenden Fortschritt bei der Energieproduktivität (vgl. Tabelle 4-1) kompensiert werden. Das hängt mit den langfristig auslaufenden Effekten des starken Strukturwandels in den neuen Mitgliedsländern zusammen. Durch politisch forcierte Effizienzverbesserungen bei der Energienutzung und dem verstärkten Einsatz von regenerativen Energien kann allerdings erreicht werden, dass von 2005 bis 2030 sogar höhere Effizienzsteigerungen erzielt werden können als in der Periode von 1990 bis 2003 (jahresdurchschnittlich 3 %). Bei Kombination solcher Maßnahmen mit dem weiteren Ausbau der Kernenergie könnten dadurch von 2005 bis 2030 die CO₂-Emissionen in den neuen Mitgliedsstaaten immerhin um über ein Viertel reduziert werden, in den alten Mitgliedsstaaten immerhin noch um 20 %. Das von der großen Koalition

angestrebte Reduktionsziel der EU von 30 % bis 2020 gegenüber 1990 könnte damit nicht voll erreicht werden.

Abbildung 4-13

Entwicklung der CO₂-Emissionen nach "European Energy and Transport Scenarios 2005", 2005 = 100



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Tabelle 4–1

Jahresdurchschnittliche Veränderungen der Energieproduktivität nach "European Energy and Transport Scenarios 2005"

	2005	2010	2020	2030
Neue Mitgliedsländer				
Referenz	3,5	3,2	2,5	2,6
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	3,5	4,8	3,2	3,3
Kernenergieausbau	3,5	3,2	2,5	2,4
Ausgeweitete Optionen	3,5	5,5	3,6	3,3
EU-15				
Referenz	1,4	1,8	1,8	1,8
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	1,4	3,0	2,2	2,2
Kernenergieausbau	1,4	1,8	1,6	1,6
Ausgeweitete Optionen	1,4	3,8	2,3	2,2
EU-25				
Referenz	1,5	1,9	1,8	1,8
Energieeffizienz und Erneuerbare Energien	1,5	3,1	2,3	2,3
Kernenergieausbau	1,5	1,9	1,6	1,6
Ausgeweitete Optionen	1,5	3,9	2,4	2,2

Quellen: European Commission: European Energy and Transport Scenarios On Key Drivers. Brüssel 2004. Berechnungen des DIW Berlin.

4.2.3 Ergebnisse nach einzelnen Ländern

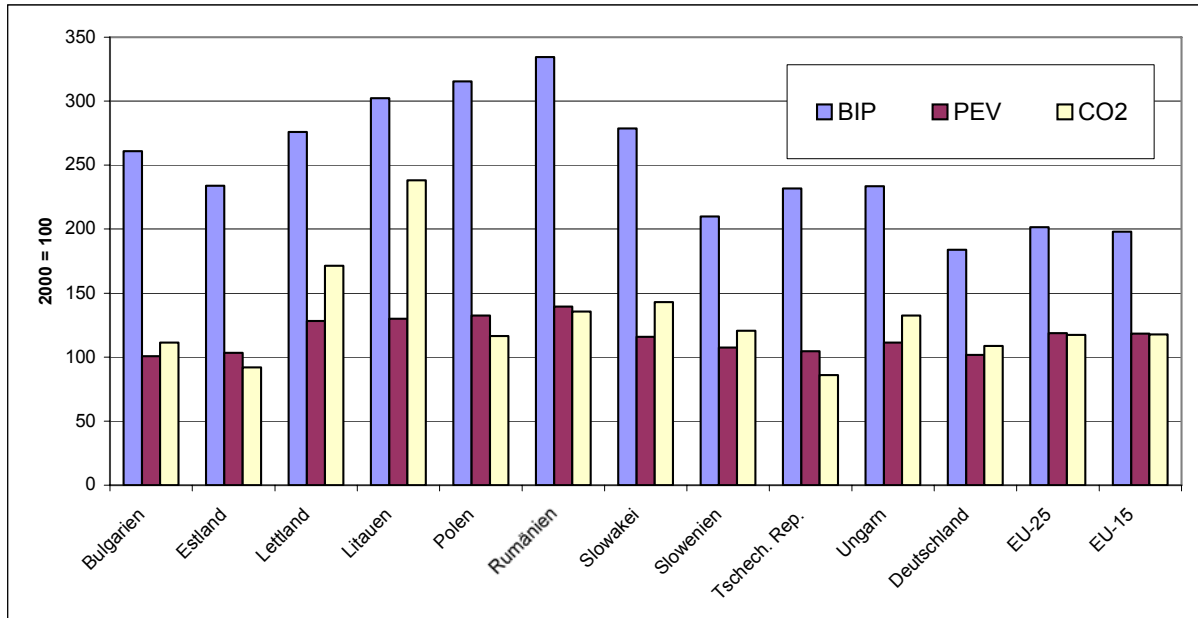
Die aktuellen Szenarien der EU gehen von optimistischen Wachstumsannahmen aus. Für Deutschland werden bis zum Jahr 2030 immerhin Wachstumsraten von jahresdurchschnittlich real 2 % unterstellt, das sind 0,3 Prozentpunkte weniger als im Durchschnitt der EU-15. Für die neuen Mitgliedsländer werden Wachstumsraten von 2,5 % (Slowenien) bis 3,9 % (Polen) unterstellt, ein noch höheres Wachstum soll der Beitrittskandidat Rumänien erreichen. Bei einer solchen Entwicklung würde sich das Bruttosozialprodukt in den neuen Mitgliedsländern von 2000 bis 2030 verdoppeln bis mehr als verdreifachen.

Trotz dieser dynamischen wirtschaftlichen Entwicklung wird der Primärenergieverbrauch in den meisten der neuen Mitgliedsländer nur gering zunehmen. Ein merklicher Anstieg wird lediglich für Lettland, Litauen, Polen und die Slowakische Republik erwartet. In Polen nimmt der Primärenergieverbrauch mit knapp einem Drittel am stärksten zu. Die CO₂-Emissionen steigen in den meisten Ländern etwas stärker als der Primärenergieverbrauch. In Lettland und Litauen fällt der Anstieg mit über 50 bzw. 100 % am stärksten aus, rückläufig sind die CO₂-Emissionen in Estland und in der Tschechischen Republik.

Abbildung 4-14

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen in einzelnen Ländern im Jahr 2030 nach dem Referenzszenario von "European Energy and Transport Scenarios 2005"

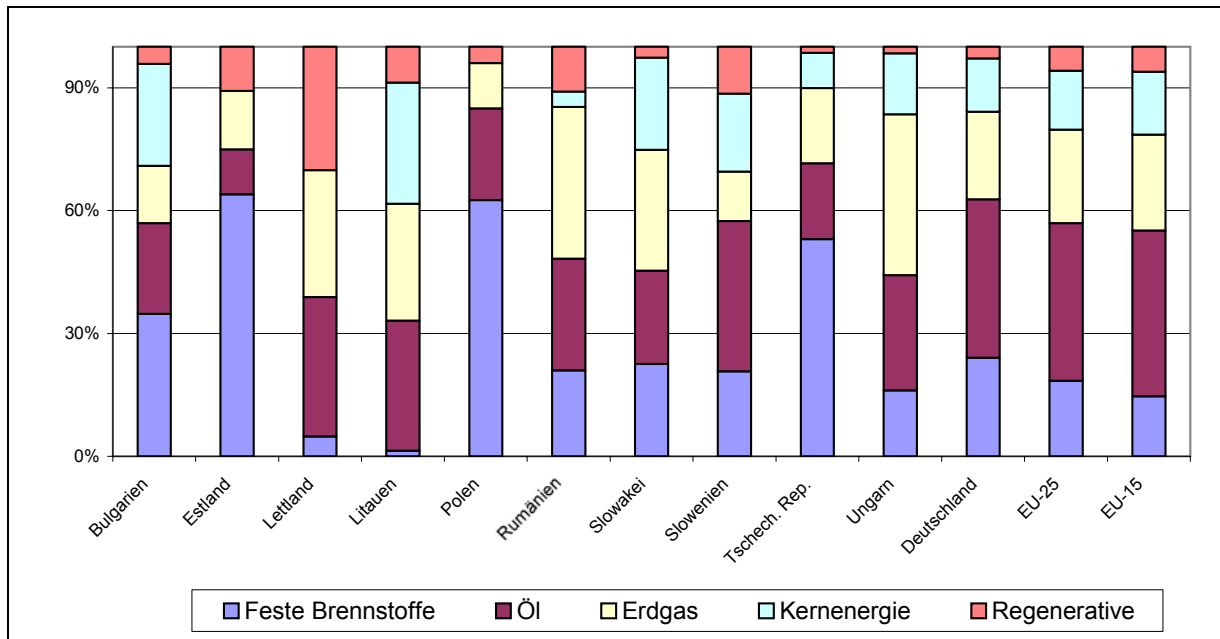
2000 = 100



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Im Jahr 2000 hatte Öl in allen neuen Mitglieds- und Kandidatenländern einen geringeren Anteil am Primärenergieverbrauch als in Deutschland, dafür war der Anteil von Erdgas in einigen Ländern (Lettland, Litauen, Rumänien, Slowakei und Ungarn) größer. Besonders markante Unterschiede bestanden beim Einsatz fester Brennstoffe. Während Estland und Polen etwa zwei Drittel und die Tschechische Republik etwa die Hälfte ihres Primärenergieverbrauchs mit festen Brennstoffen (Estland mit Ölschiefer, die übrigen Länder mit Kohle) deckten, war der Beitrag dieser Energieträger in Lettland und Litauen vernachlässigbar. Dafür trug in Lettland die Wasserkraft und in Litauen die Kernenergie mit jeweils knapp einem Drittel stärker als in allen anderen hier betrachteten Ländern zur Energieversorgung bei.

Abbildung 4-15

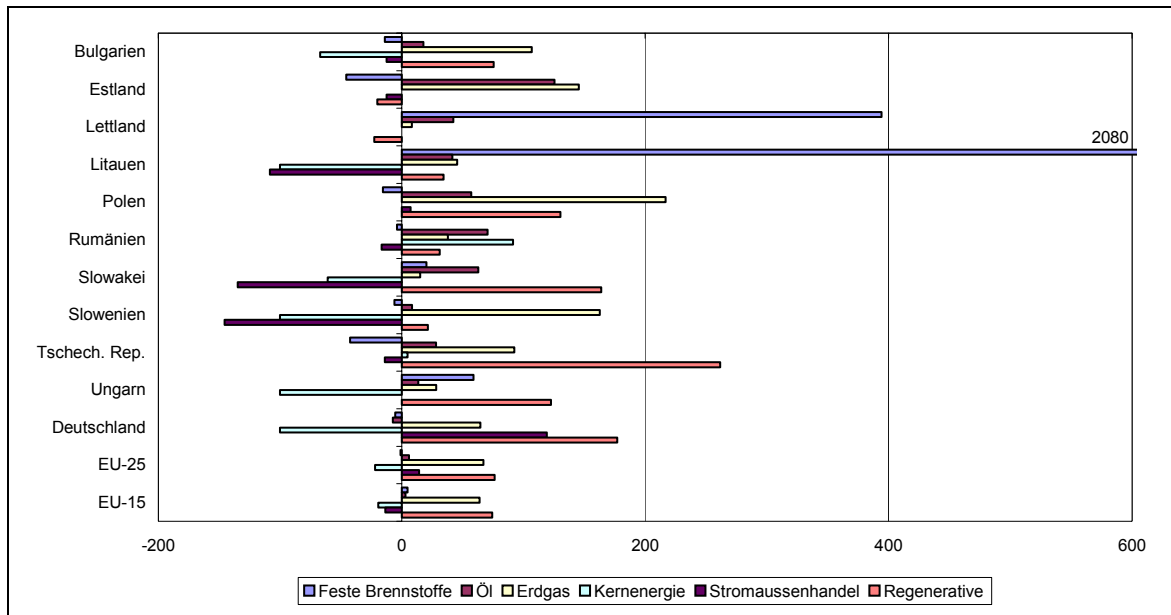
Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Jahr 2000 – Anteile in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

In Lettland und Litauen, in denen Kohlen bisher nur in sehr geringem Umfang eingesetzt wurden, soll der Beitrag dieses Energieträgers deutlich erhöht werden. Dafür sinkt in Lettland – wegen der starken Fluktuationen der Wasserkraftnutzung – der Anteil regenerativer Energien und in Litauen wird im Referenzfall mit der Stilllegung aller Blöcke des Kernkraftwerkes Ignalina die Nutzung der Kernenergie beendet. In Bulgarien, der Slowakei, Slowenien sowie in Ungarn verliert die Kernenergienutzung Anteile zugunsten der Kohle. Diese Verschiebungen in der Primärenergiestruktur tragen dazu bei, dass in diesen Ländern die CO₂-Emissionen stärker steigen als der Primärenergieverbrauch.

Abbildung 4-16

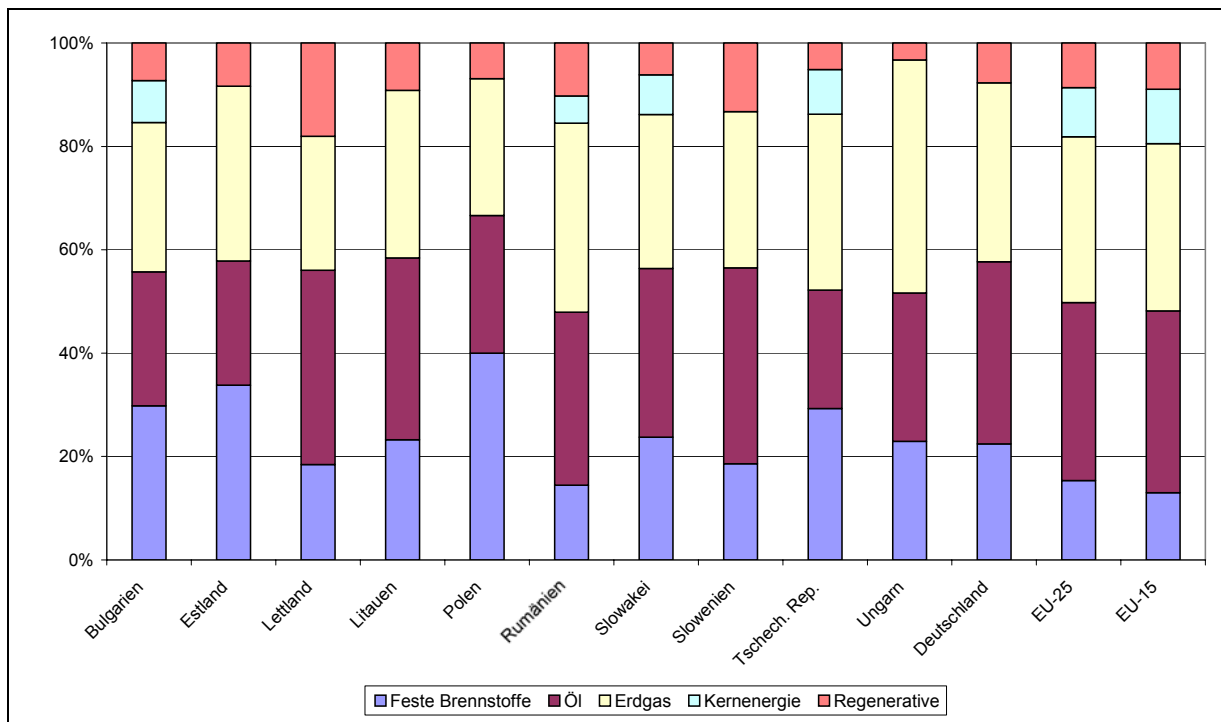
Veränderung des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern von 2000 bis 2030 in %



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Bis 2030 nähern sich aufgrund der erläuterten Veränderungen die Strukturen des Primärenergieverbrauchs zwischen alten und neuen Mitgliedsländern an. Deutschland wechselt nach dem derzeitigen Rechtsstand bis 2030 in das Lager der Länder, die auf die Nutzung der Kernenergie verzichten.

Abbildung 4-17

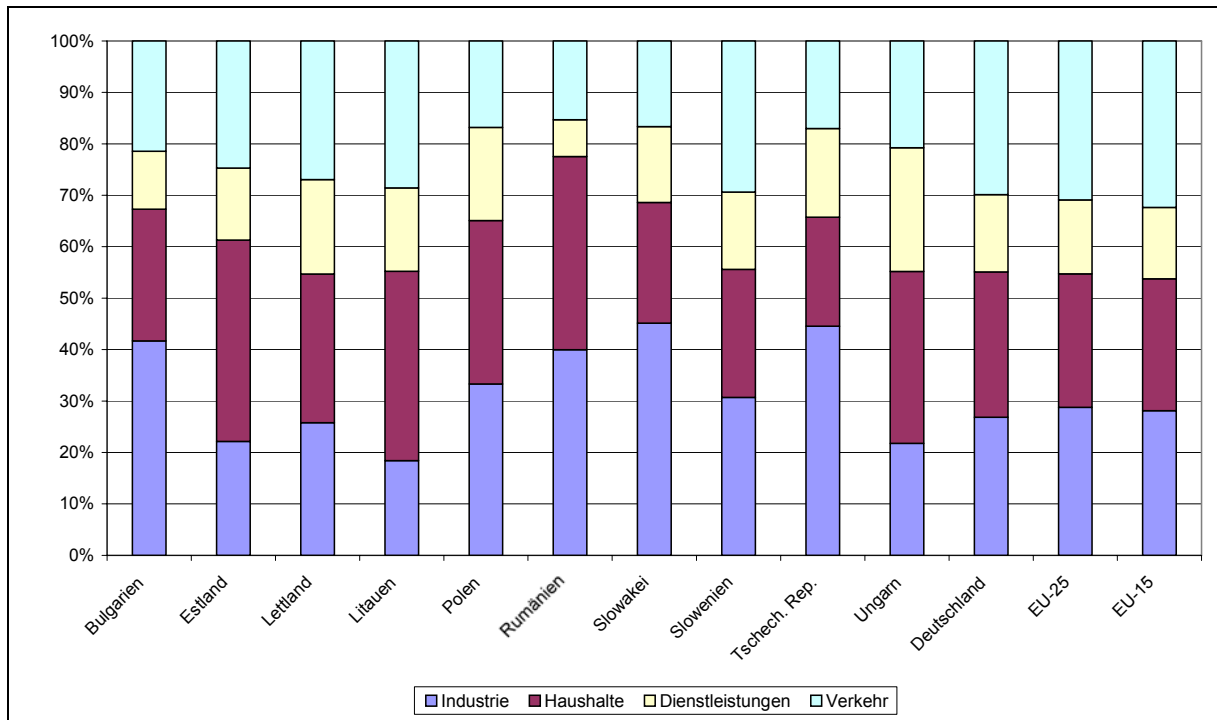
Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern im Jahr 2030 – Anteile in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Im Vergleich zu Deutschland war im Jahr 2000 in den neuen Mitgliedsländern und in den Kandidatenländern der EU die Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren durch einen geringeren Anteil des Verkehrssektors und in den meisten Ländern auch durch einen etwas höheren Anteil der privaten Haushalte gekennzeichnet. Auf den Industriesektor entfiel in den meisten neuen Mitgliedsländern ein höherer Anteil des Endenergieverbrauchs als in Deutschland, nur in Estland, Litauen und Ungarn lag er darunter. Auch auf den Dienstleistungsverbrauch entfiel in mehreren Ländern ein höherer Anteil als in Deutschland, besonders niedrig war dieser Anteil in Rumänien.

Abbildung 4-18

Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Jahr 2000 – Anteile in %

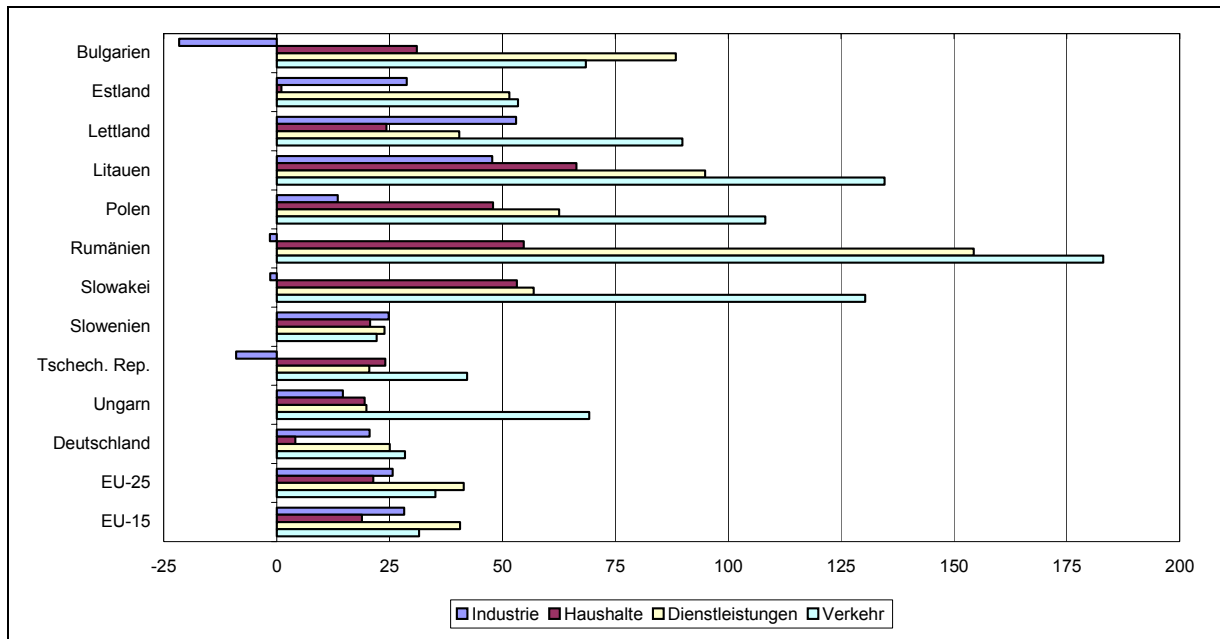


Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Künftig wird in allen neuen Mitgliedsländern der Endenergieverbrauch im Verkehr, bei den privaten Haushalten und im Dienstleistungssektor zunehmen. Am stärksten – abgesehen von Bulgarien und Slowenien – nimmt der Energieverbrauch im Verkehrssektor zu. Der Endenergieverbrauch der Industrie nimmt demgegenüber in einigen Ländern ab, besonders deutlich in Bulgarien und in der Tschechischen Republik, geringfügig in Rumänien und in der Slowakei.

Abbildung 4-19

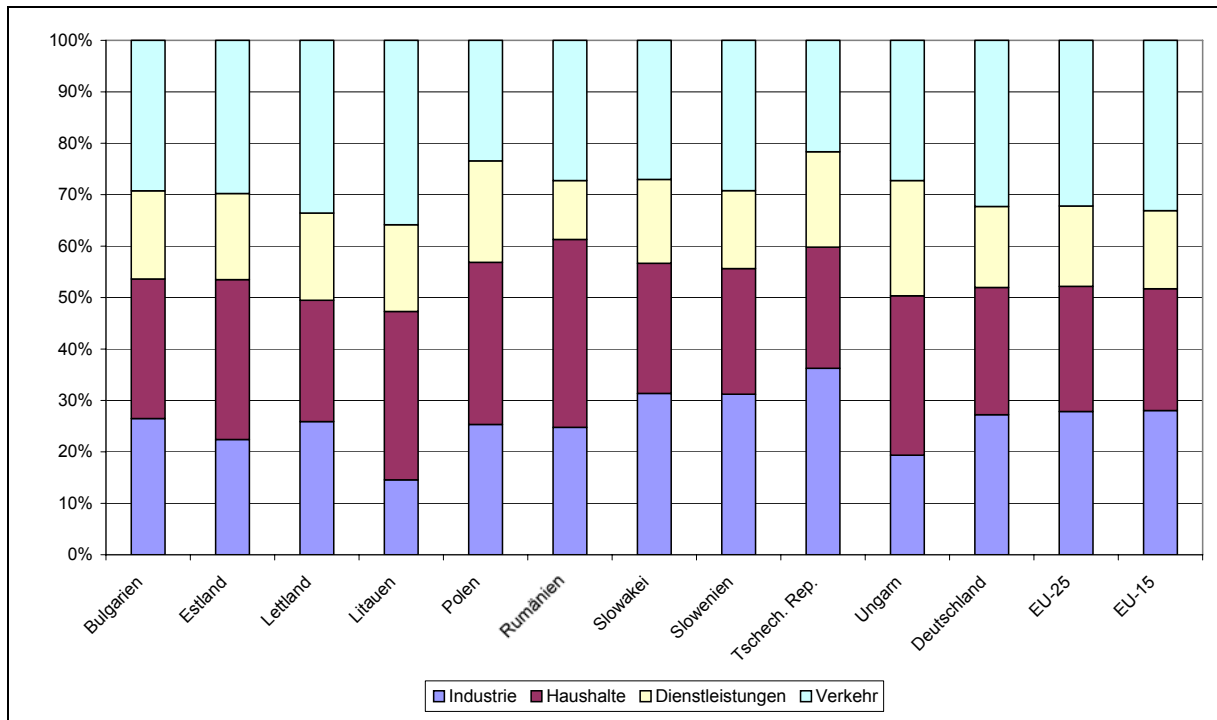
Veränderung des Endenergieverbrauchs nach Sektoren von 2000 bis 2030 in %



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Auch die Struktur des Endenergieverbrauchs in den neuen Mitglieds- und Kandidatenländern passt sich bis 2030 an den westeuropäischen Standard an. Vor allem in Litauen, Ungarn, Rumänien und Ungarn bleibt der Anteil des privaten Sektors am Endenergieverbrauch vergleichsweise hoch. Bei den ersten beiden genannten Ländern steht dem ein immer noch besonders geringer Anteil des Industriesektors gegenüber, in Rumänien des Dienstleistungssektors.

Abbildung 4-20

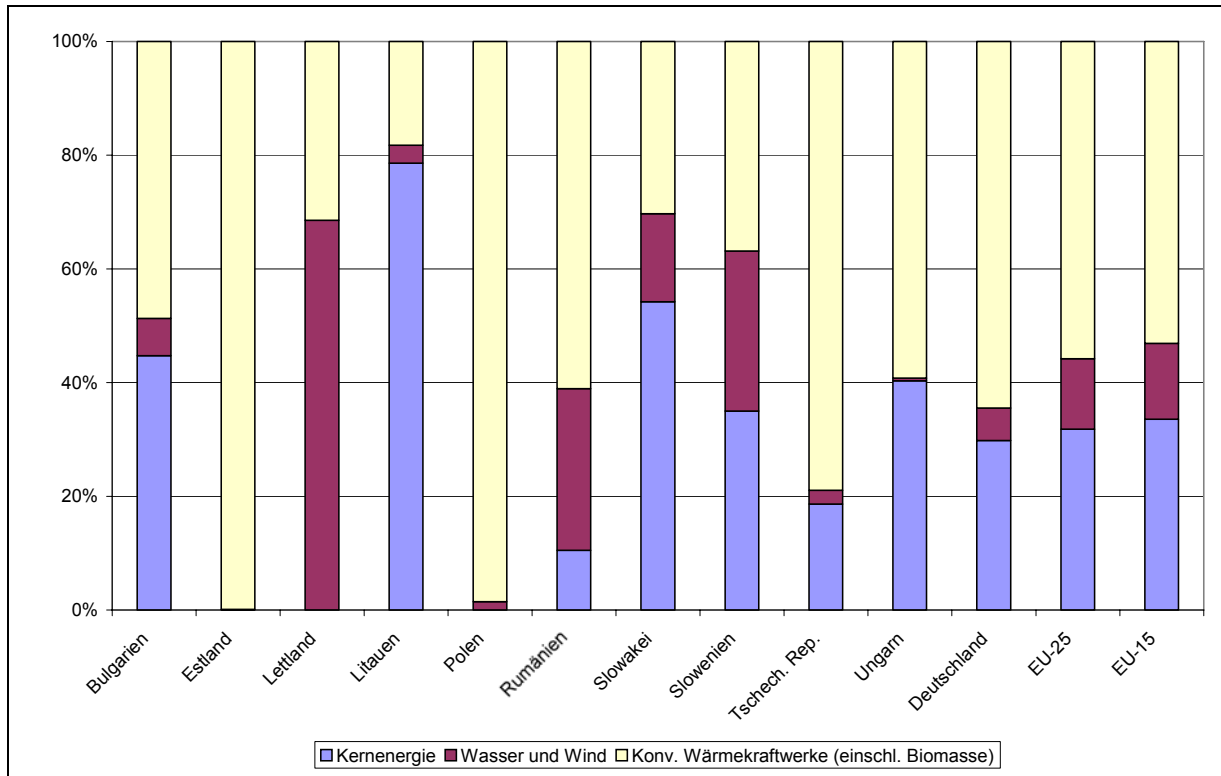
Struktur des Endenergieverbrauchs nach Sektoren im Jahr 2030 – Anteile in %

Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

In den neuen Mitgliedsländern ist die Struktur des Primärenergieeinsatzes in der Stromerzeugung äußerst unterschiedlich. Die Extreme markieren Litauen mit einem Anteil der Kernenergie von nahezu 80 %, Estland und Polen mit einem nahezu ausschließlichen Einsatz von festen Brennstoffen (Ölschiefer, Steinkohle) und Lettland mit einem Anteil der Wasserkraft von über zwei Drittel.

Abbildung 4-21

Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2000 nach "European Energy and Transport Scenarios 2005" – Anteile in %

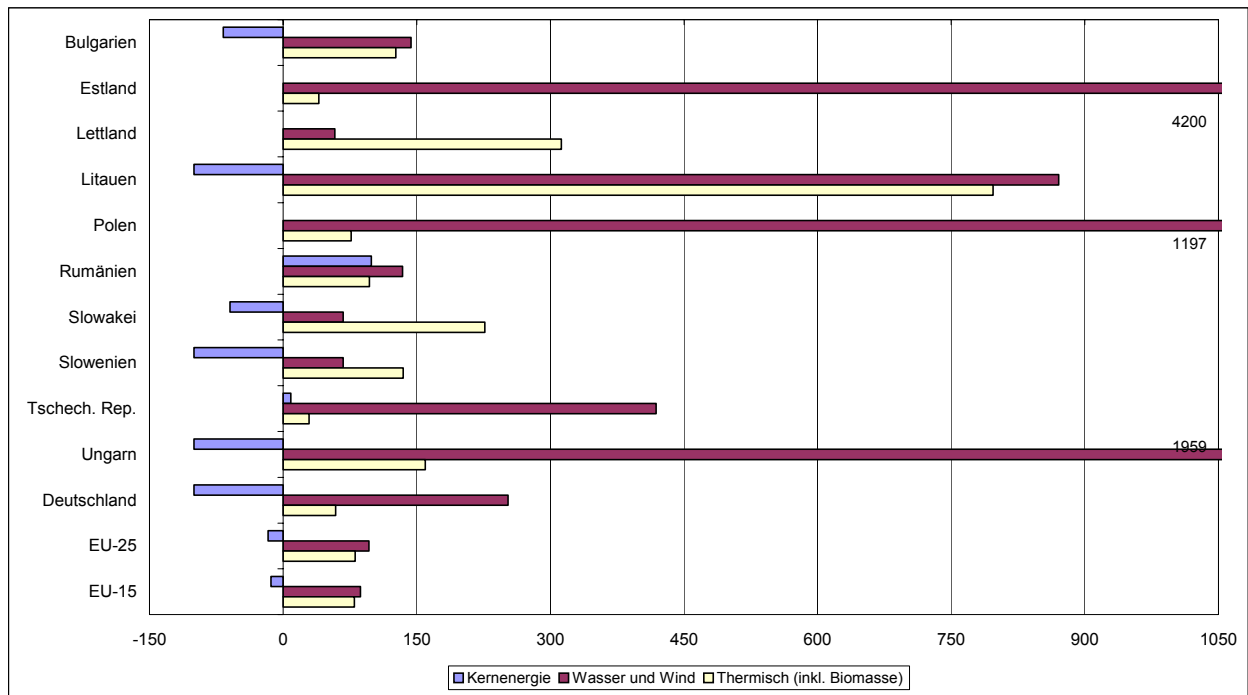


Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Ausgehend von einem niedrigen Niveau wird die Nutzung der regenerativen Energien in den neuen Mitgliedsländern kräftig expandieren, geradezu dramatisch in Estland, Litauen, Polen und Ungarn. Mit Ausnahme von Rumänien und der Tschechischen Republik wird die Nutzung der Kernenergie in allen neuen Mitgliedsländern, die diese Technik bisher genutzt haben, abnehmen. Deutschland verzichtet nach derzeitigem Stand, wie Litauen, völlig auf die Nutzung dieser Technik. Alle neuen Mitgliedsländer werden – wie auch Deutschland – die Stromerzeugung mit konventionellen Wärmekraftwerken steigern; der größte Anstieg wird hier für Litauen erwartet.

Abbildung 4-22

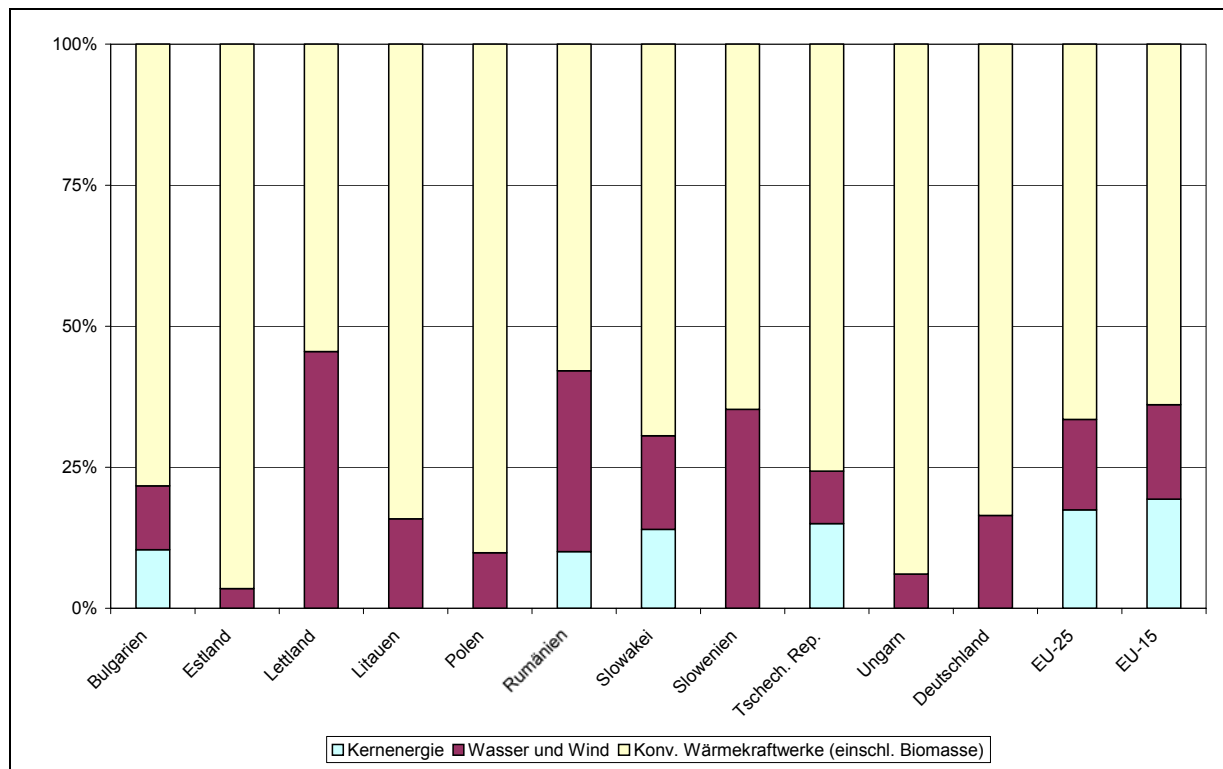
Veränderung der Stromerzeugung nach Energieträgern von 2000 bis 2030 in %



Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

Diese Veränderungen münden in einer deutlichen Annäherung der Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern in den betrachteten Ländern. Deutschland wird nach heutigem Rechtsstand im Jahr 2030 zu den Ländern gehören, in denen die konventionellen Wärmekraftwerke über 80 % des Stroms erzeugen. Vor allem Lettland, Slowenien und Rumänien heben sich durch hohe Anteile regenerativer Energien – vor allem Wasserkraft – ab.

Abbildung 4-23

Struktur der Stromerzeugung nach Energieträgern in Jahr 2030 – Anteile in %

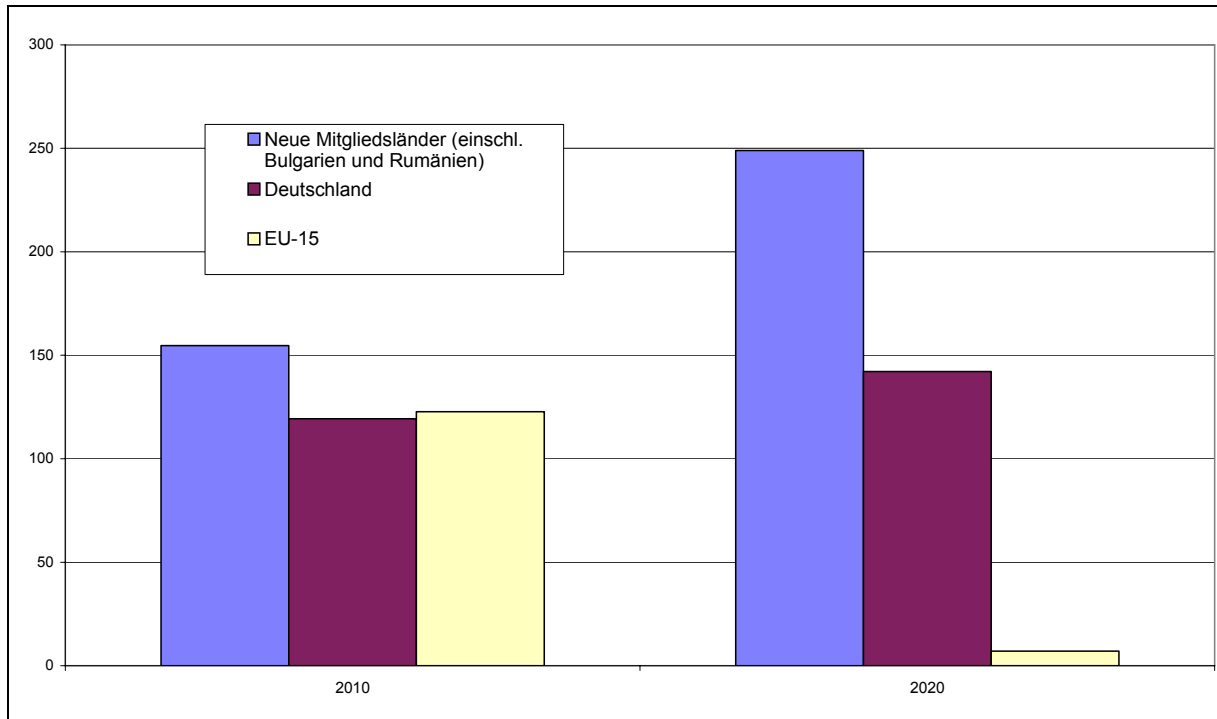
Quelle: European Commission: European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels 2005.

4.3 Prognose Eurelectric

Im Jahr 2004 haben die in der EURELECTRIC zusammengeschlossenen europäischen Elektrizitätserzeuger eine Prognose des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung in den Mitgliedsländern bis 2020 vorgelegt (EURPROG 2004). Im Vergleich zur im vorigen Abschnitt behandelten EU-Prognose ist Eurelectric leicht optimistischer hinsichtlich der künftigen Wachstumsdynamik in den neuen Mitgliedsländern und leicht pessimistischer hinsichtlich der Wachstumsdynamik in der EU-15.

Abbildung 4-24

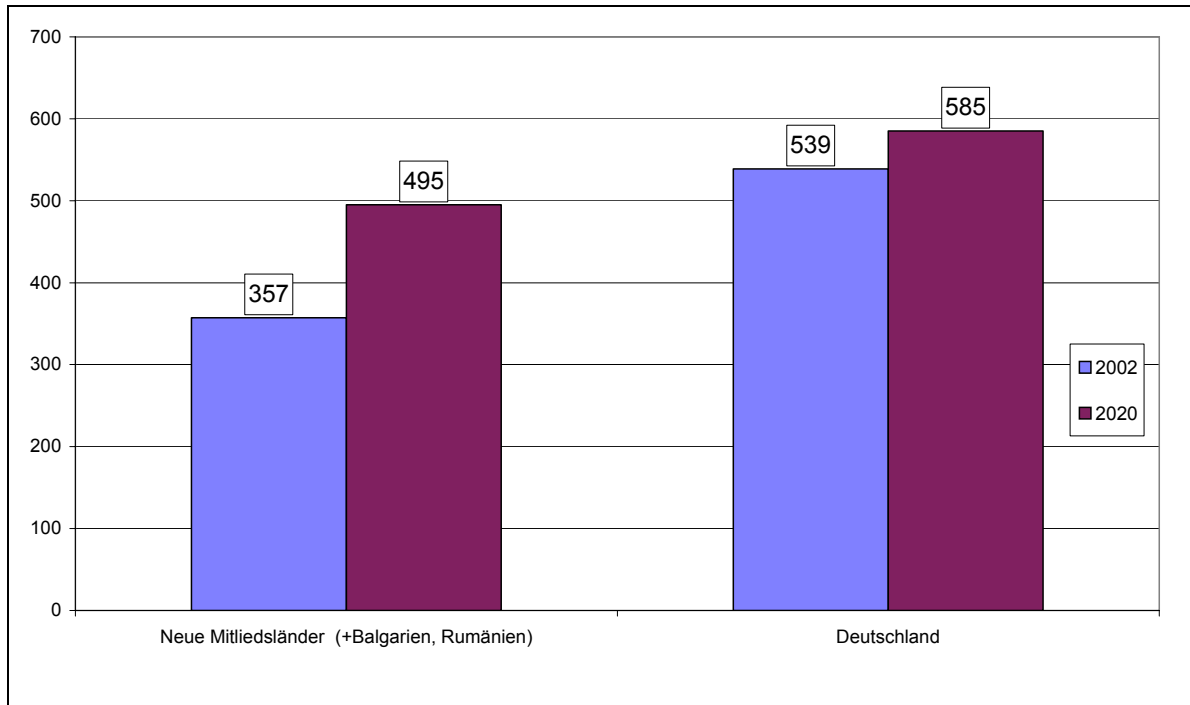
**Bruttoinlandsprodukt nach Eurelectric
2000 = 100**



Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

Der Schwerpunkt von EURPROG 2004 liegt bei der detaillierten Prognose des Stromverbrauchs. Der Bruttostromverbrauch wird nach Einschätzung von EURPROG in den neuen Mitgliedsländern wesentlich stärker wachsen als in Deutschland und bis 2020 etwa 495 TWh erreichen; damit liegt er zu diesem Zeitpunkt noch um 90 TWh unter dem Stand in Deutschland im selben Jahr.

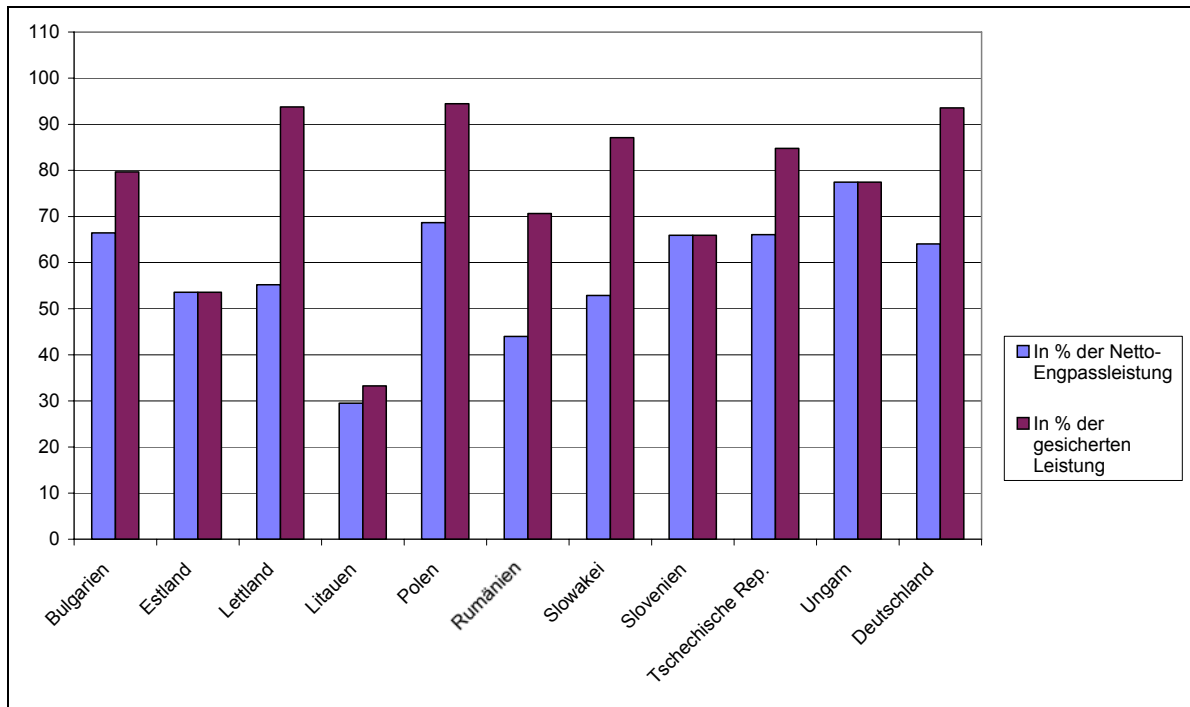
Abbildung 4-25

Bruttostromverbrauch in den neuen Mitgliedsländern (+ Bulgarien, Rumänien) und in Deutschland in 2002 und 2020 – in TWh

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

In den meisten neuen Mitgliedsländern – wie auch in Deutschland – wurde im Jahr 2002 zum Zeitpunkt der höchsten Netzbelastung die verfügbare Netto-Engpassleistung der Kraftwerke nur zwischen 60 und 70 % ausgelastet, in Litauen sogar nur knapp 30 % und Rumänien 44 %. Bezogen auf die zuverlässig verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten – im Wesentlichen Wärmekraftwerke, aber nicht Kapazitäten auf Basis fluktuierender regenerativer Energien und von KWK-Anlagen, die bei Wärmeauskopplung nicht verfügbar sind – werden in Lettland, Polen aber auch in Deutschland bereits Auslastungen über 90 % erreicht, in der Slowakei und in der Tschechischen Republik immerhin bereits über 80 % (ohne Berücksichtigung von Stromexporten). Auch nach diesem Kriterium weisen lediglich noch Estland (etwas über 50 %) und Litauen (etwas über 30 %) eine sehr geringe Auslastung aus. Bei anhaltend steigendem Stromverbrauch müssen demnach in einigen Ländern bald Entscheidungen zum Ausbau der Kapazitäten getroffen werden – zumal bei der Umsetzung dieser Entscheidungen mit längeren Zeiträumen gerechnet werden muss. Hinzu kommt ein beträchtlicher Investitionsbedarf, der sich aufgrund der Anforderungen der EU an den Umweltschutz von Altanlagen bis Mitte des nächsten Jahrzehnts ergeben wird.

Abbildung 4-26

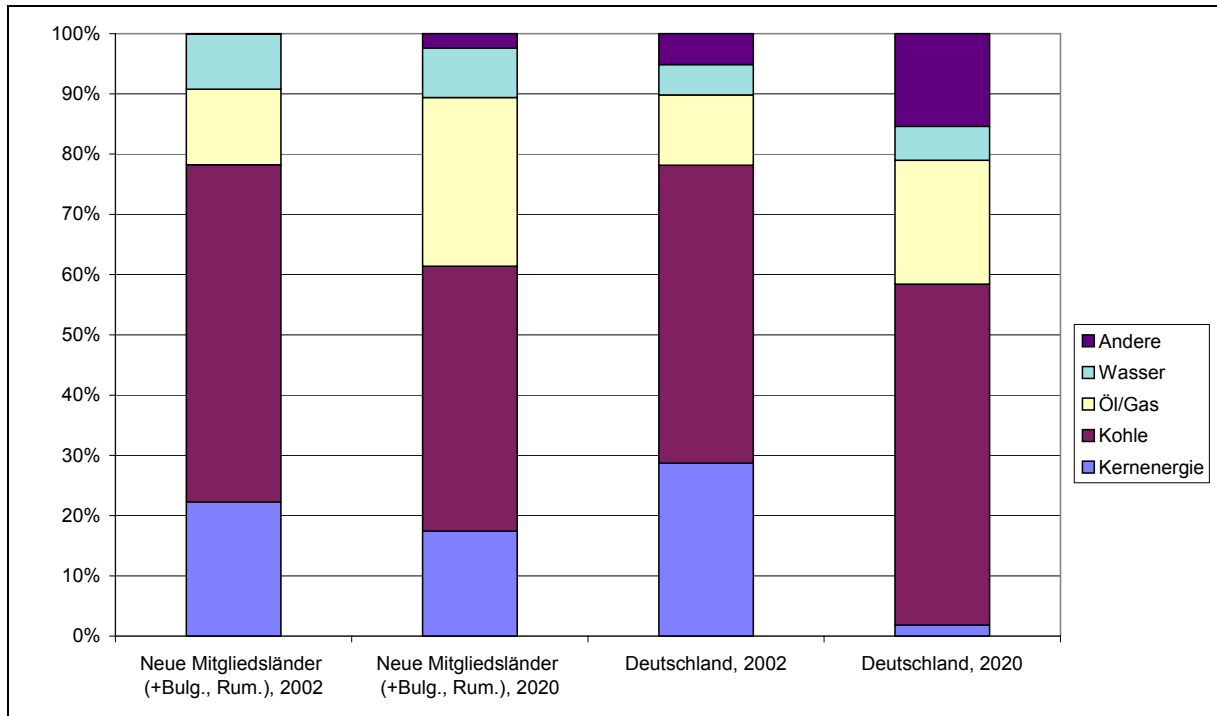
Spitzenlast in % der Netto-Engpassleistung und der gesicherten Leistung

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

Nach den Prognosen der Stromerzeuger¹⁴⁶ wird sich die Struktur der Stromerzeugung bis 2020 in den neuen Mitgliedsländern, vor allem aber in Deutschland deutlich verändern. In den neuen Mitgliedsländern wird sich der Anteil des Erdgases zu Lasten der Kohle und in geringerem Umfang auch der Kernenergie etwa verdoppeln. In Deutschland steigt demgegenüber nach EURPROG 2004 der Kohleneinsatz zur Stromerzeugung noch an, und im Jahr 2020 wird damit mehr als die Hälfte des Stroms erzeugt. Außerdem steigt der Anteil der Stromerzeugung mit regenerativen Energien sowie Erdgas kräftig.

¹⁴⁶ Eurelectric, EURPROG 2004.

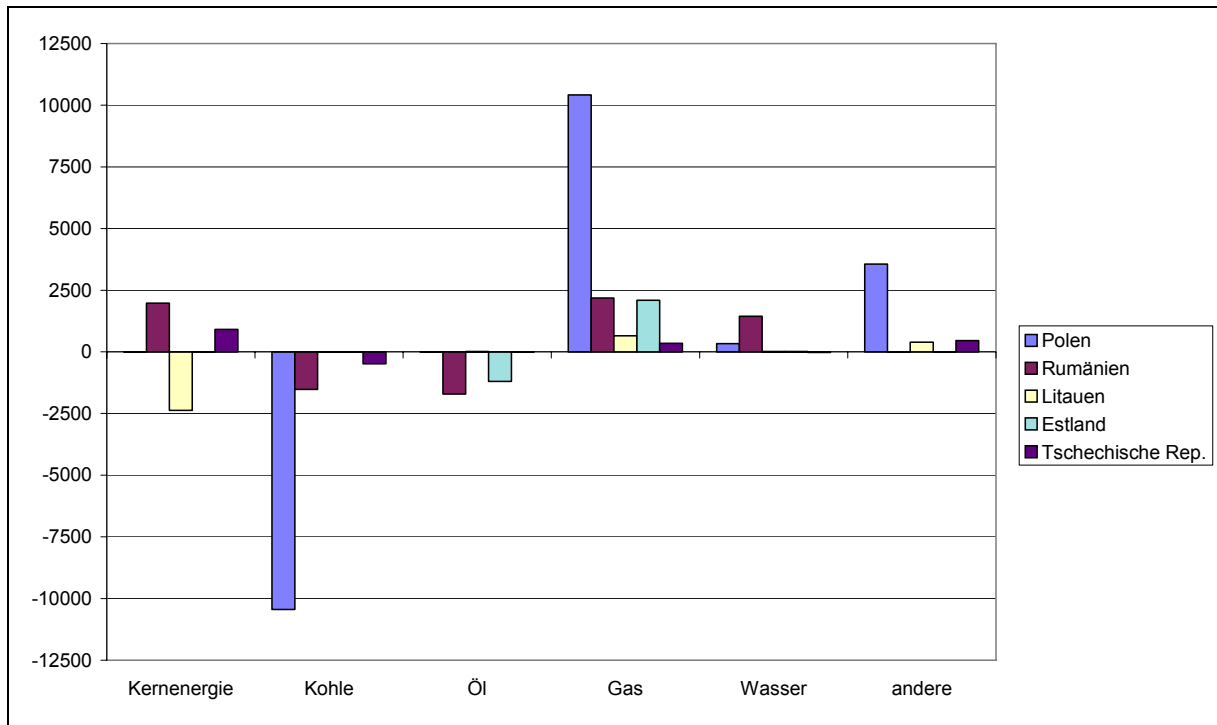
Abbildung 4-27

**Stromerzeugung nach Energieträgern in 2002 und 2020 (EURPROG 2004)
in TWh**

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

In Deutschland werden bis zum Jahr 2020 die meisten Kernkraftwerke stillgelegt. Ihr Beitrag wird durch den verstärkten Einsatz von Kohlen, Erdgas und regenerativen Energien ersetzt. In den neuen Mitgliedsländern wird demgegenüber an der Kernenergienutzung festgehalten – wenn auch ihr Anteil bei steigendem Verbrauch bis 2020 leicht abnimmt. Der Anteil der Kohlenkraftwerke an der Stromerzeugung geht deutlich zurück und auf regenerative Energien entfällt ein deutlich geringerer, auf Erdgaskraftwerke ein deutlich höherer Anteil als in Deutschland. Es fällt auf, dass im Jahr 2020 in beiden Ländergruppen Energieträger mit relativ stabilen Preisen – nämlich Kohlen und Kernenergie – ein Anteil von insgesamt rund 60 % eingeräumt wird.

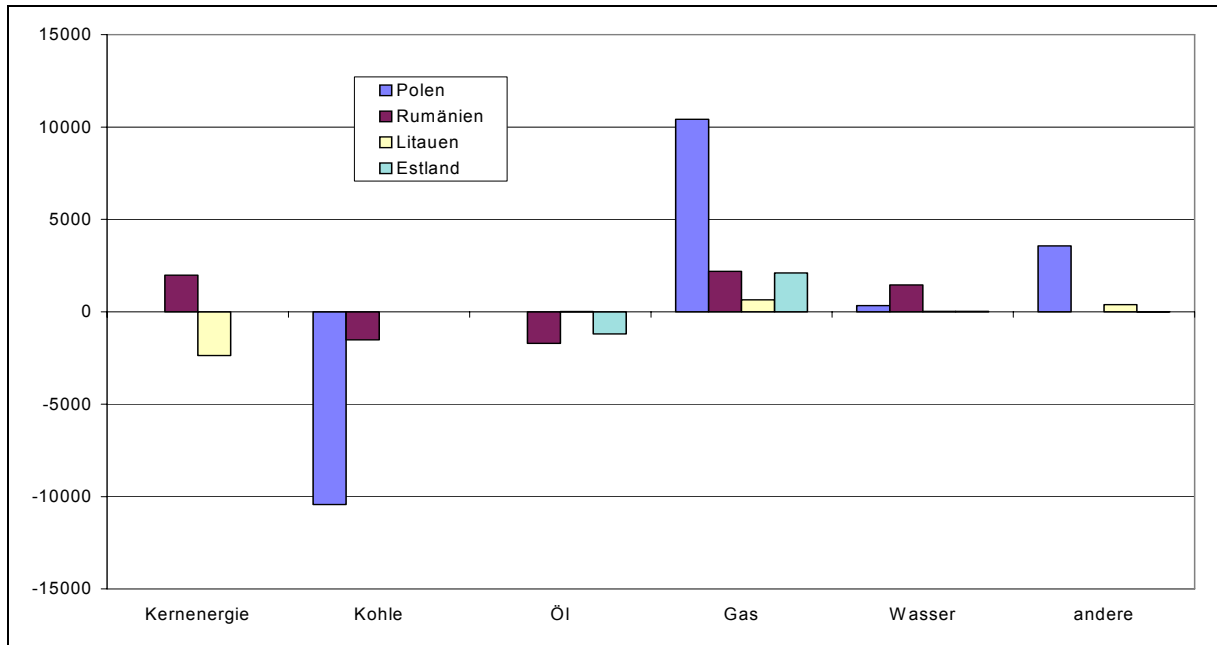
Abbildung 4-28

Veränderung der Stromerzeugungskapazitäten von 2002 bis 20020 in MW

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

Die Kernenergie entwickelt sich in den einzelnen neuen Mitglieds- und Kandidatenländern unterschiedlich. Insgesamt wird der Ausbau der Kernenergiekapazitäten vor allem in Rumänien und in der Tschechischen Republik bis 2020 durch Stilllegung des Kernkraftwerkes in Litauen weitgehend ausgeglichen. Die Kapazitätsentwicklung im Kohlenbereich wird demgegenüber durch den Rückgang der Kohlenkapazitäten in Polen dominiert, zur Steigerung der Erdgaskapazitäten in den neuen Mitgliedsländern tragen auch Estland und Rumänien in erheblichem Umfang bei. Auch beim Ausbau der regenerativen Energien macht sich das große Gewicht Polens in der Gruppe der neuen Mitgliedsländer bemerkbar.

Abbildung 4-29

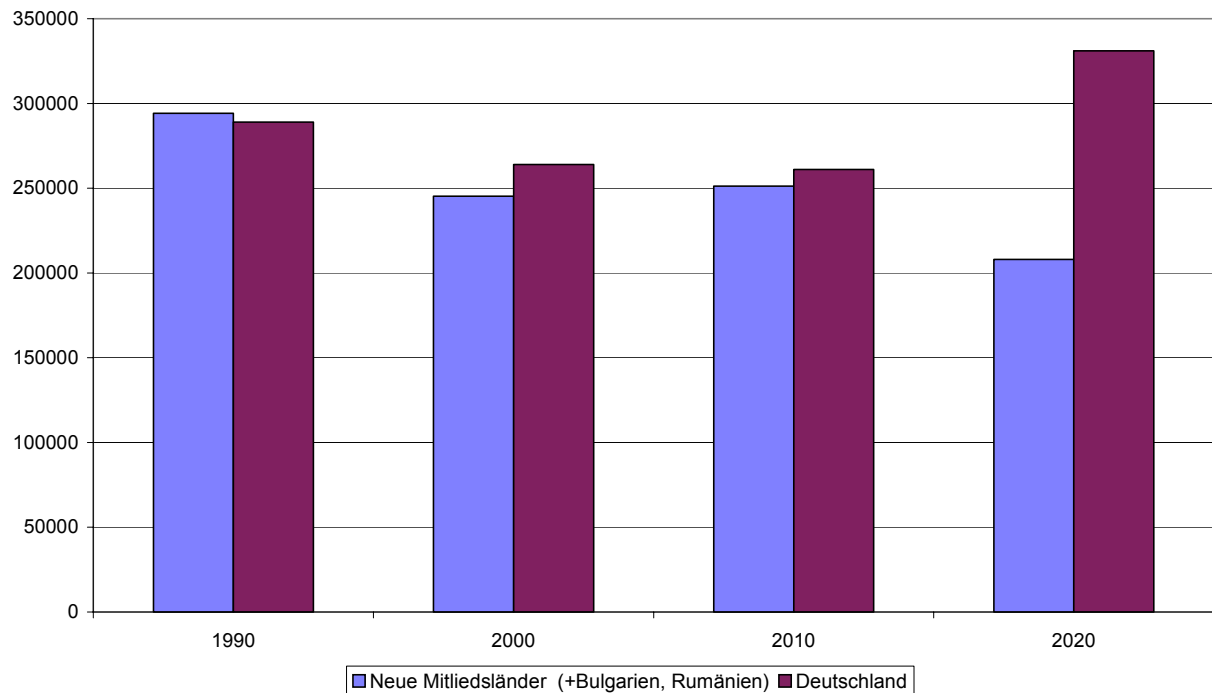
Veränderung der Engpassleistung nach Endenergieträgern in ausgewählten neuen Mitgliedsländern und in einem Kandidatenland (Rumänien) – in MW

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

Die CO₂-Emissionen der Stromversorgung entwickeln sich in den neuen Mitgliedsländern und in Deutschland unterschiedlich. Während in den neuen Mitgliedsländern die CO₂-Emissionen der Kraftwerke bis 2020 im Vergleich zu 1990 um etwa ein Drittel sinken, steigen sie in Deutschland im gleichen Zeitraum aufgrund des erhöhten Kohleneinsatzes deutlich.¹⁴⁷

¹⁴⁷ Dieses Ergebnis für Deutschland basiert auf eigenen Schätzungen. EURPRO selbst macht zu den CO₂-Emissionen der Kraftwerke in Deutschland bis 2020 keine Angaben.

Abbildung 4-30

Entwicklung der CO₂-Emissionen der Kraftwerke bis 2030

Quelle: Eurelectric: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). Brussels, September 2004.

4.4 EWI/Prognos für Deutschland: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030

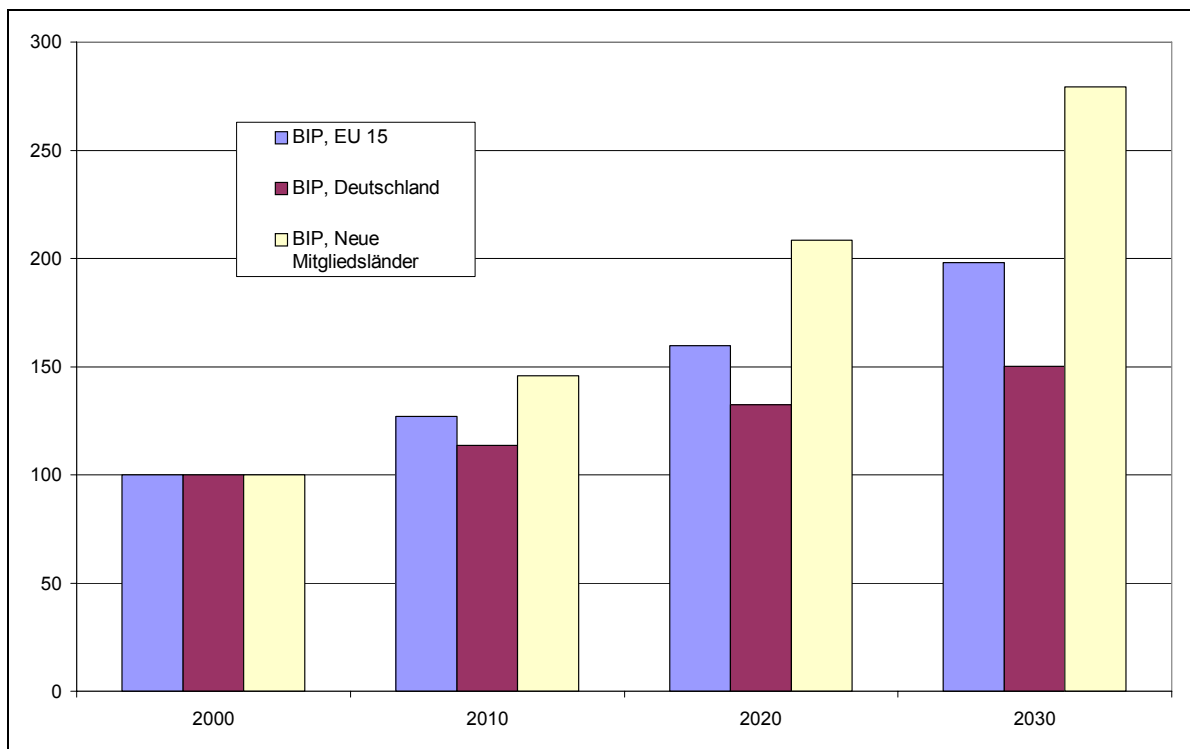
In der im April vorgelegten Energieprognose von EWI Prognos (Energierreport IV) wird unterstellt, dass die aktuell gültigen Entwicklungstrends auf den Energiemärkten und Weichenstellungen der deutschen Energiepolitik langfristig Bestand haben. Es wird angenommen, dass die Rohölpreise zwar ihren aktuell hohen Stand nicht halten, aber nach einem mittelfristigen Rückgang bis zum Jahr 2030 immerhin auf real 37 US-\$/barrel (Preisbasis 2000) steigen. Es wird außerdem erwartet, dass die Klimapolitik in Europa verstärkt fortgesetzt wird und die CO₂-Preise von 2000 bis 2030 von 5 auf 15 Euro/t CO₂ zulegen. Im Stromsektor wird z.B. unterstellt, dass die innerdeutschen, aber auch die internationalen Transportkapazitäten ausreichend schnell ausgebaut werden, um den massiven Anstieg der Stromerzeugung auf Basis der Windkraft verkraften zu können. Auch wird von den Autoren angenommen, dass die derzeit vorgesehene Degression der Einspeisevergütung für erneuerbare Energien nicht in vollem Umfang umgesetzt wird, weil nach ihrer Einschätzung die durch den Gesetzgeber

vorausgesetzten Kostendegression nicht in vollem Umfang erreicht werden kann. Die Förderung der KWK soll demgegenüber wie vorgesehen bis 2010 beendet werden.

Wird die angenommene wirtschaftliche Dynamik nach den erläuterten Referenzprognosen für die EU und für Deutschland verglichen, so zeigt sich, dass Deutschland nach EWI/Prognos bis 2030 nur ein etwa halb so starkes Wachstum erzielt wie die EU-15, im Vergleich zu den neuen Mitgliedstaaten bleibt Deutschland noch deutlich stärker zurück.

Abbildung 4-31

Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes nach der Referenzprognose von "Energy and Transport 2005" und nach EWI/Prognos 2005 für Deutschland
2000 = 100

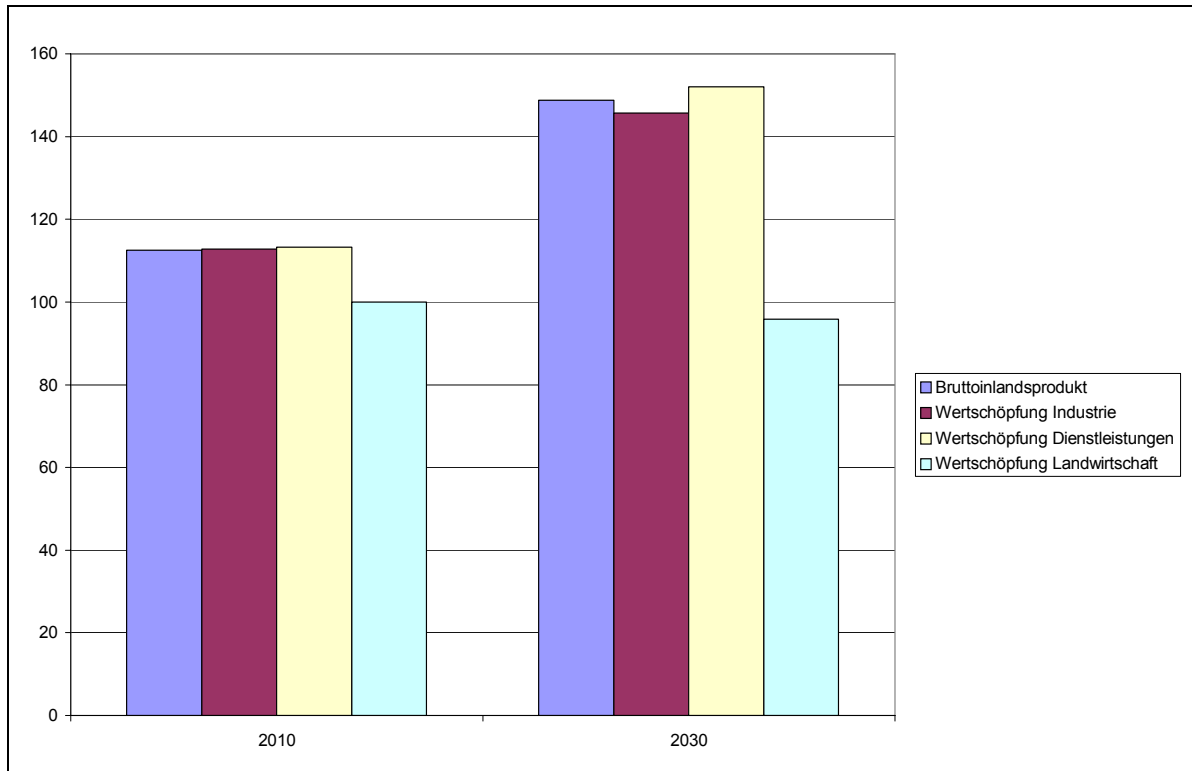


Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Bis 2010 wachsen Industrie und Dienstleistungen geringfügig stärker als das BIP, während die Landwirtschaft in etwa stagniert. Danach verschlechtert sich die relative „Performance“ der Industrie. Von 2002 bis 2030 steigt die Wertschöpfung der Industrie im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt leicht unterdurchschnittlich, die der Dienstleistungen leicht überdurchschnittlich. Die Wertschöpfung der Landwirtschaft geht im Vergleich zum Ausgangsjahr zurück.

Abbildung 4-32

Wertschöpfung in Deutschland nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 nach Sektoren im Jahr 2030 – 2000 = 100

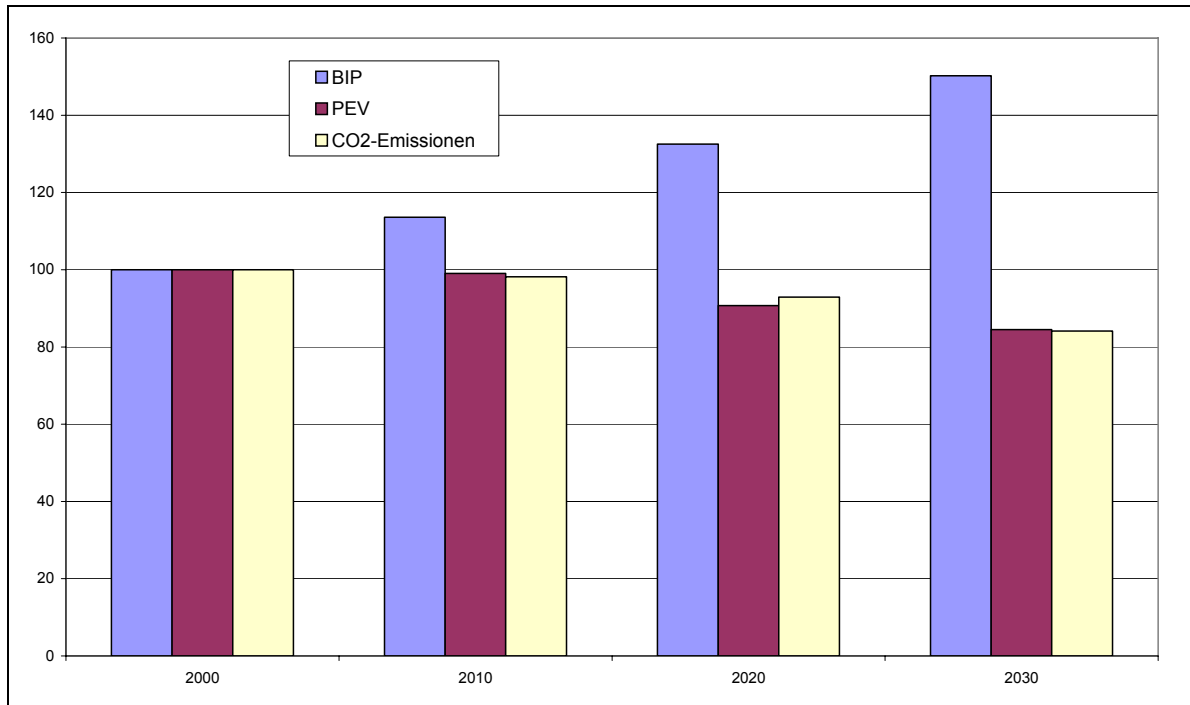


Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Während das Bruttoinlandsprodukt in Deutschland bis zum Jahr 2030 um etwa 50 % steigt, gehen der Primärenergieverbrauch und die CO₂-Emissionen – nach einer Stagnation bis 2010 – zurück. Im Jahr 2030 liegen beide Werte trotz deutlich gestiegener Wertschöpfung etwa 15 % niedriger als im Jahr 2010. Dass die CO₂-Emissionen trotz verstärktem Erdgaseinsatz nicht stärker als der Primärenergieverbrauch gesenkt werden können, ist auf den Ausstieg aus der Kernenergie zurückzuführen, der den Rückgang der CO₂-Emissionen im Zeitraum von 2010 und 2020 erkennbar dämpft.

Abbildung 4-33

Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und CO₂-Emissionen in Deutschland nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 – 2000 = 100



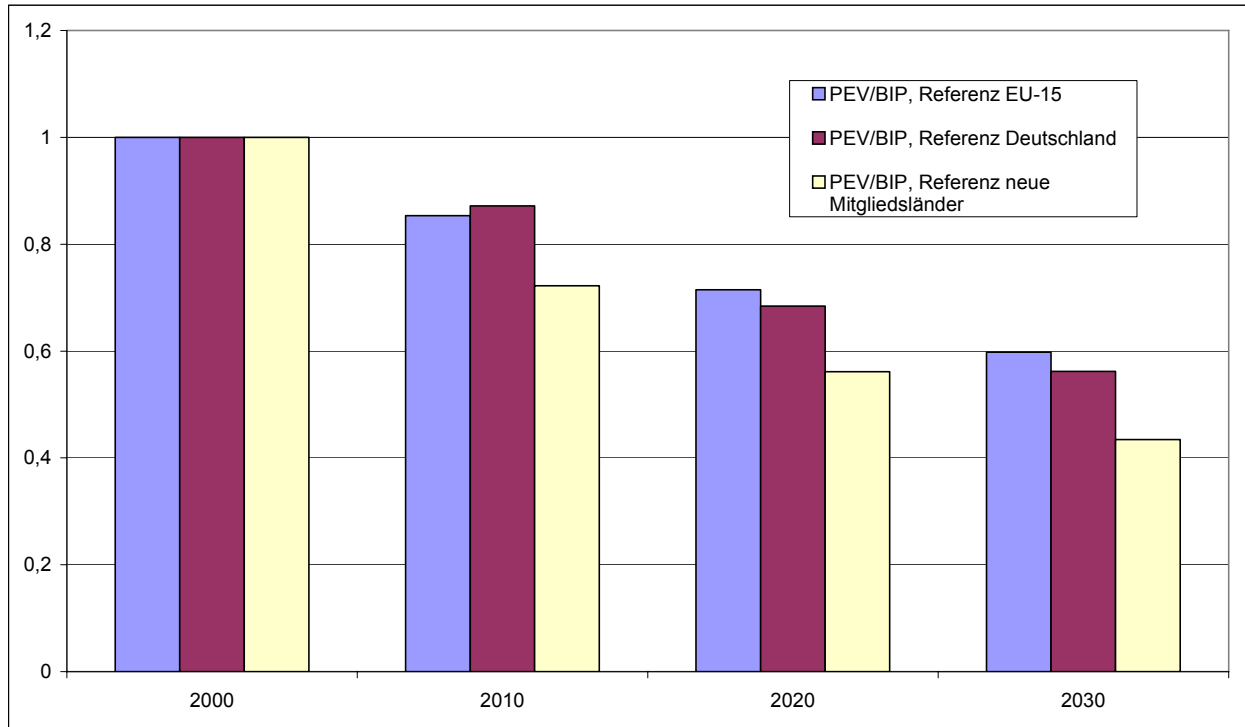
Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Nach EWI/Prognos¹⁴⁸ fällt der Rückgang des spezifischen Energieverbrauchs (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) bis zum Jahr 2010 in Deutschland etwas geringer aus als im Durchschnitt der EU-15, im Referenzfall der EU nimmt er bis 2030 in Deutschland etwas stärker ab als in der EU-15, allerdings deutlich weniger stark als in den neuen Mitgliedsländern.

¹⁴⁸ EWI/Prognos, 2005.

Abbildung 4-34

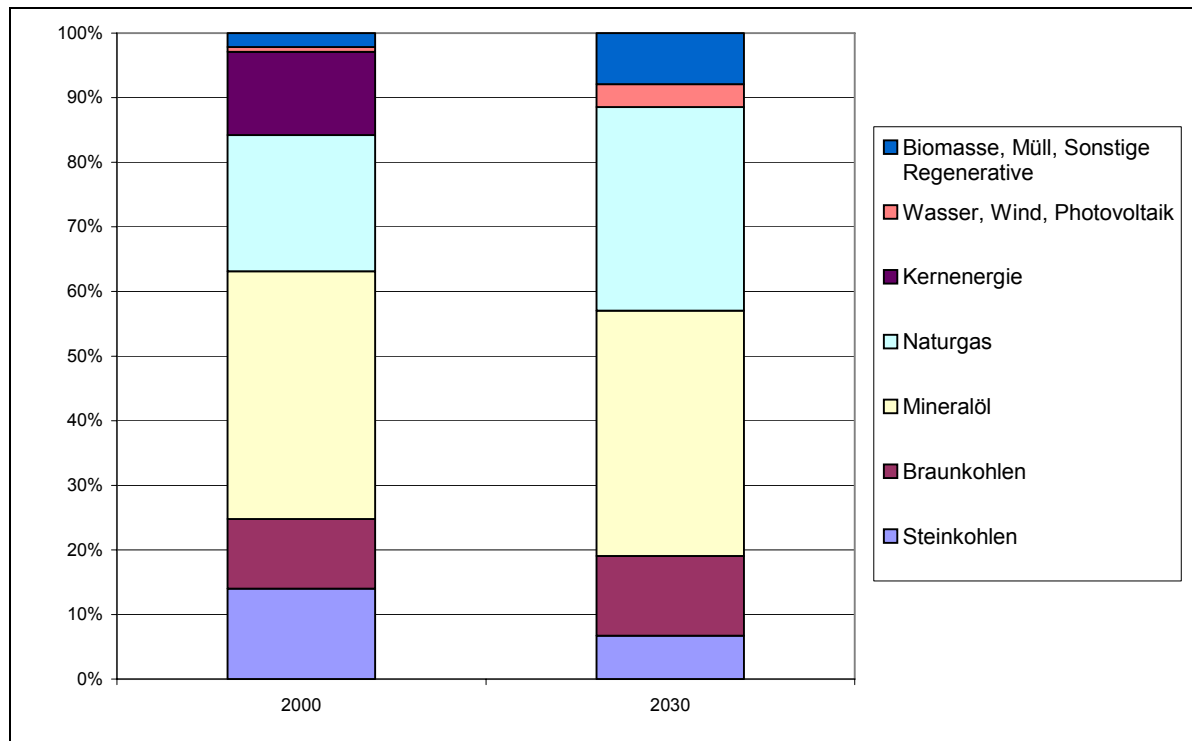
Veränderung des Primärenergieverbrauchs (PEV) im Vergleich zum Bruttoinlandsprodukt (BIP) nach "European Energy and Transport - Scenarios 2005" in Tonnen Öleinheiten je 1000 Euro BIP



Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Die Struktur des Primärenergieverbrauchs nach Energieträgern verändert sich von 2000 bis 2030 in Deutschland markant, weil in dem Referenzszenario auf die Nutzung der Kernenergie bis 2030 völlig verzichtet und der Anteil der Steinkohlen deutlich reduziert wird. Diese Energieträger werden vor allem durch den verstärkten Einsatz von Erdgas ersetzt. Der Anteil des Mineralöls am Primärenergieverbrauch sinkt nur leicht, es leistet auch im Jahr 2030 noch den größten Beitrag aller Energieträger – sein Vorsprung gegenüber dem Erdgas schmilzt allerdings. Der Anteil regenerativer Energieträger (einschl. Müll) steigt von 2000 bis 2030 von etwa drei auf 11,5 Prozent des Primärenergieverbrauchs.

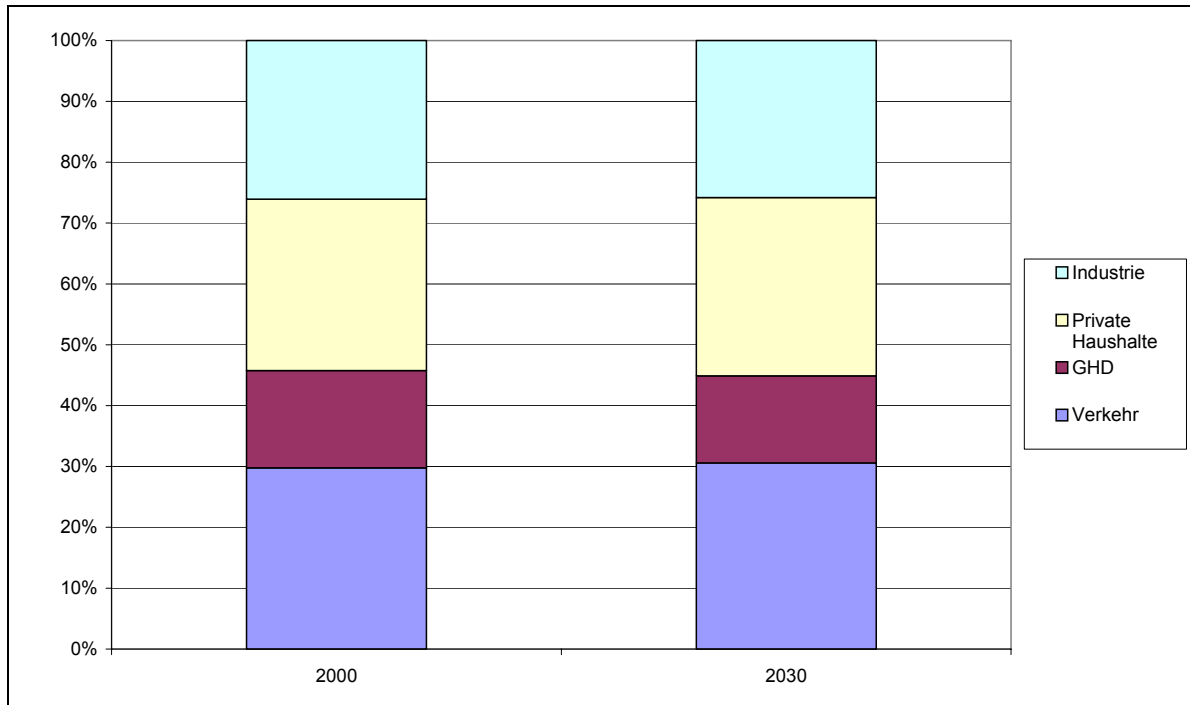
Abbildung 4-35

Struktur des Primärenergieverbrauchs in Deutschland nach der Referenzprognose E-WI/Prognos 2005 – Anteile in %

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Die sektorale Struktur des Endenergieverbrauchs verändert sich im Betrachtungszeitraum wenig. Auf die Sektoren Verkehr und die Haushalte entfällt im Jahr 2030 ein etwas größerer Anteil als im Jahr 2000. Sie bleiben daher mit jeweils etwa 30 % des Verbrauchs die Sektoren mit dem größten Verbrauchsanteil. Nach 2010 nimmt der Anteil der privaten Haushalte allerdings ab, während er im Verkehrsbereich nach Anteilsverlusten in der vorangegangenen Dekade wieder steigt. Der Anteil der Dienstleistungen (GHD-Sektor) am Endenergieverbrauch sinkt von 2000 bis 2030 demgegenüber deutlich, derjenige der Industrie geringfügig. Nach dem Jahr 2010 soll aber der Industriesektor wieder Anteile gewinnen. Im Vergleich zur Referenzprognose für die EU fallen über die gesamte Periode hinweg insbesondere unterschiedliche Einschätzungen zur Entwicklung der Anteile des Dienstleistungssektors (in Deutschland abnehmend, in EU-15 zunehmend) und der privaten Haushalte (in Deutschland leicht abnehmend, in den EU-15 zunehmend) auf.

Abbildung 4-36

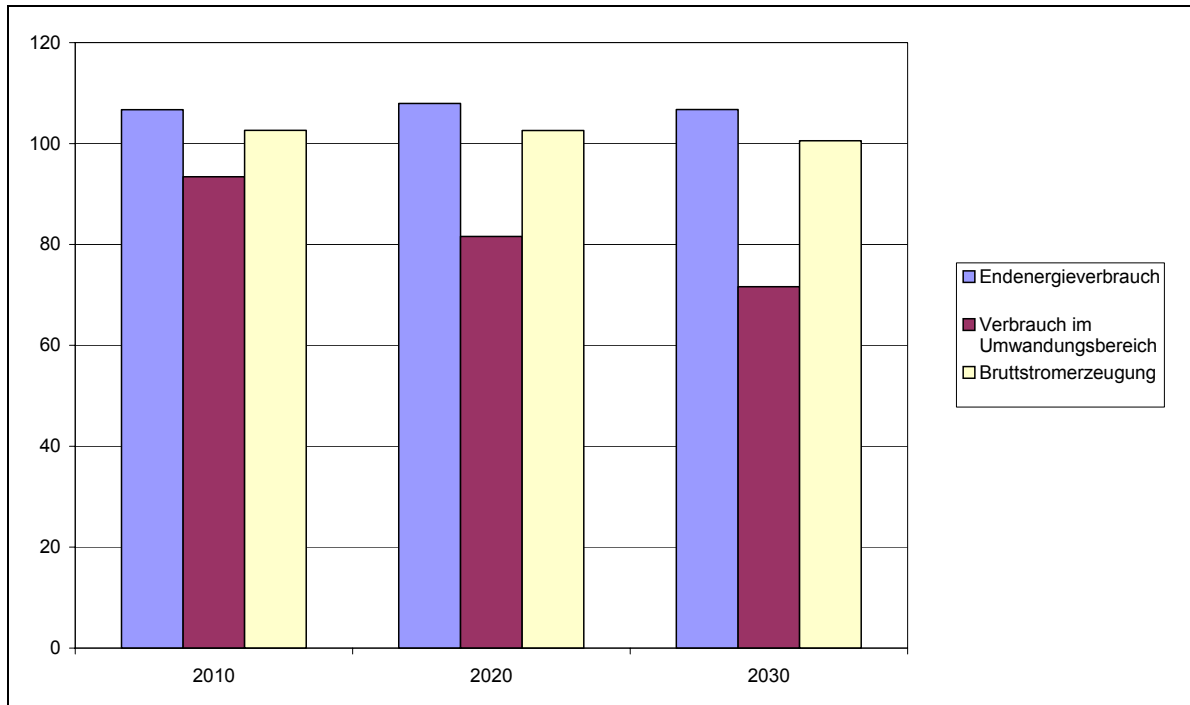
**Endenergieverbrauch nach Sektoren nach der Referenzprognose EWI/Prognos 2005 –
Anteile in %**

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Der Stromverbrauch wird in Deutschland nach EWI/Prognos bis 2020 noch leicht steigen und danach wieder auf den Stand von 2010 zurückgehen. Der Verbrauch im Umwandlungsbereich nimmt aufgrund der steigenden Effizienz des Kraftwerksparks, aber auch wegen des rückläufigen Stromverbrauchs in den übrigen Energiesektoren bis zum Jahr 2030 um 28 % ab. Die Bruttostromerzeugung wird bis 2010 noch leicht zulegen, weil der Anstieg des Endenergieverbrauchs in diesem Zeitraum stärker ausfällt als der Rückgang des Umwandlungsstromverbrauchs. Danach stagniert er bis 2020 und geht bis zum Jahr 2030 wieder auf den Ausgangswert im Jahr 2000 zurück.

Abbildung 4-37

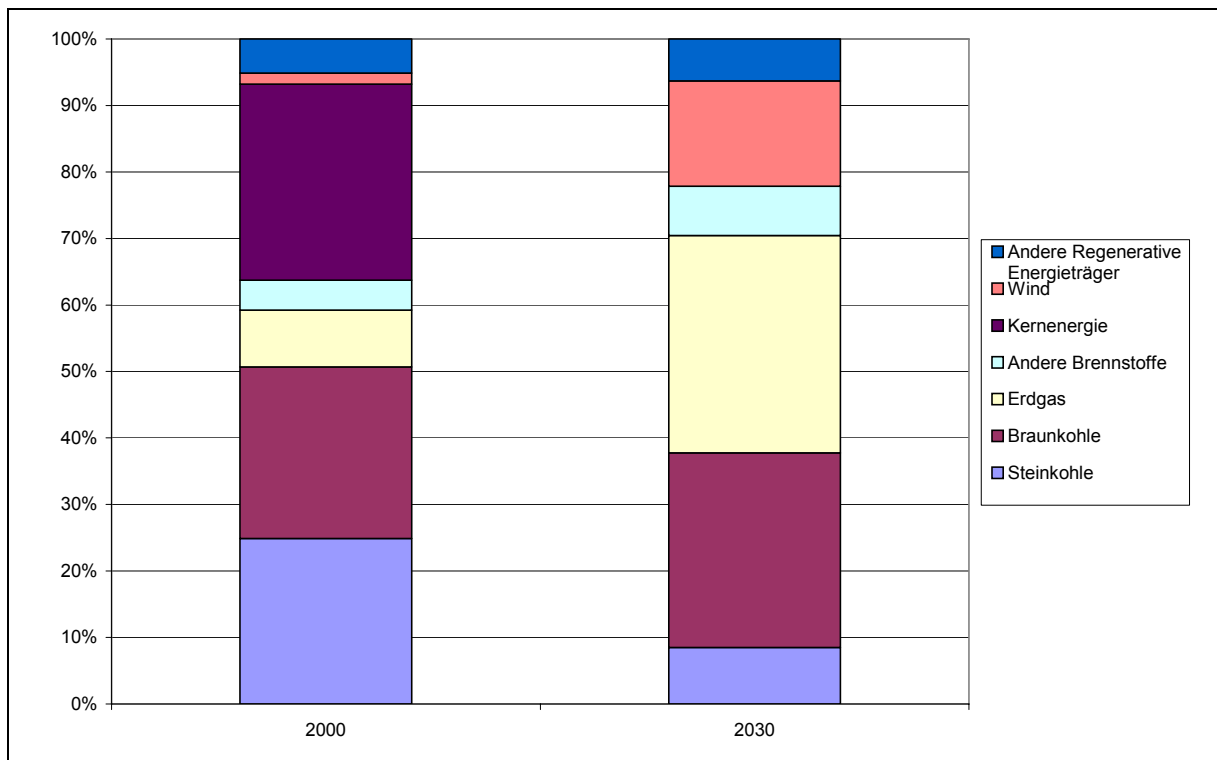
Entwicklung des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung nach der "Referenzprognose EWI/Prognos 2005" – 2000 = 100



Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Nach Prognos/EWI kommt es in Deutschland unter den angenommenen Rahmenbedingungen (Ausstieg aus der Kernenergie, moderate Entwicklung der Energiepreise und der Preise für CO₂-Emissionszertifikate, anhaltende Förderung regenerativer Energien) zu einer dramatischen Veränderung der Struktur der Stromerzeugung (vgl. Abbildung 3-37). Im Jahr 2000 hatten Stein- und Braunkohlen zusammen einen Anteil von mehr als 50 % und die Kernenergie von etwa einem Drittel an der Stromerzeugung. Der Beitrag der übrigen fossilen (hauptsächlich Erdgas) und regenerativen Energieträger (hauptsächlich Wind und Wasser) lag daher unter 20 %. Da bis zum Jahr 2030 der Beitrag der Kernenergie völlig entfällt, und der Anteil der Kohlen wegen des starken Rückgangs des Steinkohleneinsatzes auf unter 40 % sinkt, steigt bis zum Jahr 2030 der Anteil der übrigen Energieträger an der Stromerzeugung auf über 60 % der gesamten Stromerzeugung. Knapp die Hälfte davon wird auf das Erdgas entfallen, dessen Anteil von knapp 10 auf über 30 % steigt – es wird damit zum wichtigsten Energieträger für die Stromversorgung. Der Anteil von Wind steigt immerhin von 1,6 auf knapp 16 %. Nach dem Erdgas und den Braunkohlen wird die Windkraft damit zum wichtigsten Energieträger für die Stromerzeugung.

Abbildung 4-38

Stromerzeugung nach Energieträger nach "EWI/Prognos 2005" – in %

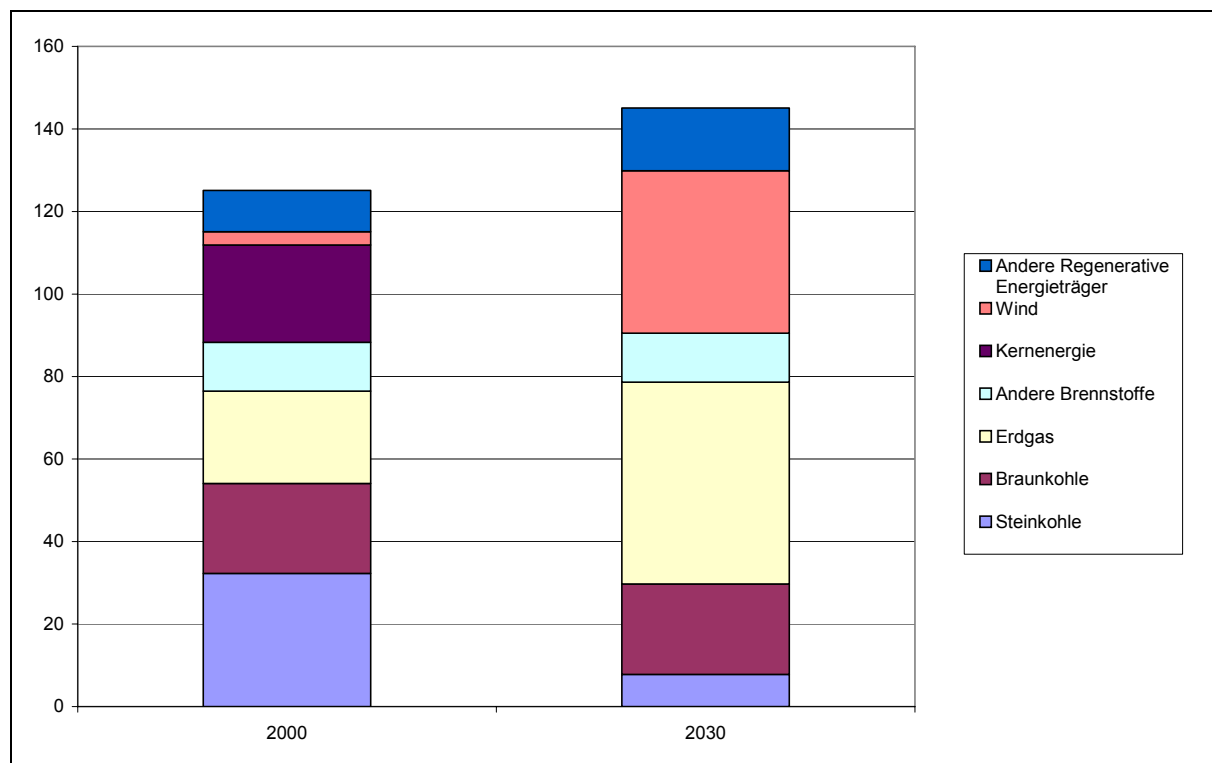
Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

Während die Bruttostromerzeugung im Jahr 2030 etwa den Stand des Jahres 2000 hat, steigt die Bruttoengpassleistung der Kraftwerke im gleichen Zeitraum um etwa 17 GW auf 145 GW an. Die gesicherte verfügbare Leistung der thermischen Kraftwerke sinkt allerdings aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie um etwa 20 GW, dafür steigt die Leistung der stark fluktuierenden Windkraftenergie um 33 auf knapp 40 GW. Die Regelbarkeit der gesicherten Leistung verbessert sich allerdings, weil die Leistung der Erdgaskraftwerke, die im Vergleich zu Kohlenkraftwerken und Kernkraftwerken flexibler einsetzbar sind, um 26 GW auf 49 GW steigt, während die Leistung der Steinkohlenkraftwerke stark reduziert wird. Um die Sicherheit des Gesamtsystems unter solchen Bedingungen zu gewährleisten, muss nach Aussage von EWI/Prognos¹⁴⁹ allerdings auch die Regelfähigkeit der Windkraftanlagen selbst verbessert und das innerdeutsche Transportnetz stark ausgebaut werden. Es kann aber auch kein Zweifel daran bestehen, dass bei einem so starken Ausbau der Windkraftnutzung auch inter-

¹⁴⁹ EWI/Prognos, 2005.

ationale Transportleitungen zunehmend durch stark fluktuierenden Stromflüsse belastet und die Transportkapazitäten für Bandleistungen dadurch vermindern werden.

Abbildung 4-39

Entwicklung der Kraftwerksleistung nach – in GW

Quelle: Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.

4.5 Nationale Prognosen

Von den neuen Mitgliedsländern und den Beitrittskandidaten Bulgarien und Rumänien liegen Prognosen in unterschiedlicher Differenziertheit und Transparenz vor. Hier wurden vor allem diejenigen Prognosen ausgewertet, die diese Länder im Rahmen der Berichte darstellen, die sie als Unterzeichner des Kyoto-Protokoll in regelmäßigen Abständen vorlegen (National Communication under the Framework Convention on Climate Change). Nicht alle Länder weisen in diesen Berichten allerdings die Annahmen zur Entwicklung des Energieverbrauchs detailliert aus. Für Bulgarien, Polen und die Tschechische Republik werden daher hier andere nationale Prognosen verwendet.¹⁵⁰

¹⁵⁰ Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Document approved by the council of Ministers 22.02.2000. State Energy Policy of the Czech Republic (approved by Government Decision No. 211 of March 10, 2004). National Energy Saving Study of Bulgaria; Vienna, December 2001.

Tabelle 4–2

Jahresdurchschnittliche Veränderungen des realen Bruttoinlandsprodukts

	Prognosen der							
	EU, Energy and Transport Scenarios (2005)				jeweiligen Länder			
	2001-2005	2006-2010	2011-2020	2021-2030	2001-2005	2006-2010	2011-2020	2021-2030
Bulgarien ¹	4,7	4,2	3,0	2,3	4,6	3,7	3,0	
Estland	4,9	3,5	2,6	1,7	4,2	2,1	2,4	
Lettland	5,9	4,4	3,2	2,1	5,5	5,5	5,5	
Litauen	4,9	4,6	3,8	2,7				
Polen	2,9	4,7	4,3	3,6	4,8	3,7	3,3	
Rumänien	4,9	5,0	4,3	3,1	5,5	5,2		
Slowakei	3,9	4,0	3,7	2,8	2,7	3,6	3,4	
Tschechische Republik	3,8	3,5	2,8	2,1		3,2 bis 4 %		
Ungarn	4,1	3,6	2,8	2,0	5,0	5,0		
Deutschland ²	2,0	0,5	2,1	1,9	0,7	1,9	1,6	1,3
EU-15	2,4	2,5	2,3	2,2				

¹ Wert der nationalen Prognose unter 2011-2020 gilt für 2015. – ² Werte bis 2005 basieren auf DIW Berlin-Daten.

Quellen:

European Commission: European Energy and Transport Trends to 2030. Brussels 2005.

National Energy Saving Study of Bulgaria; Vienna, December 2001.

Ministry of Environment: Estonia's Third National Communication under the Framework Convention on Climate Change. Estonia, November 2001.

Ministry of Environmental Protection and regional development; The Third National Communication of the Republic of Latvia under United Nations Framework Convention on Climate Change. Riga 2001.

Polish Ministry of Economy, Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Republic of Poland: Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climatic Change. Warsaw 2001.

Ministry of Waters, Forests and Environment Protection: 2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Bucharest, April 1998.

Ministry of Industry and Trade of Czech Republic: State Energy Policy of the Czech Republic.

EWI/PROGNOS: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, April 2005.

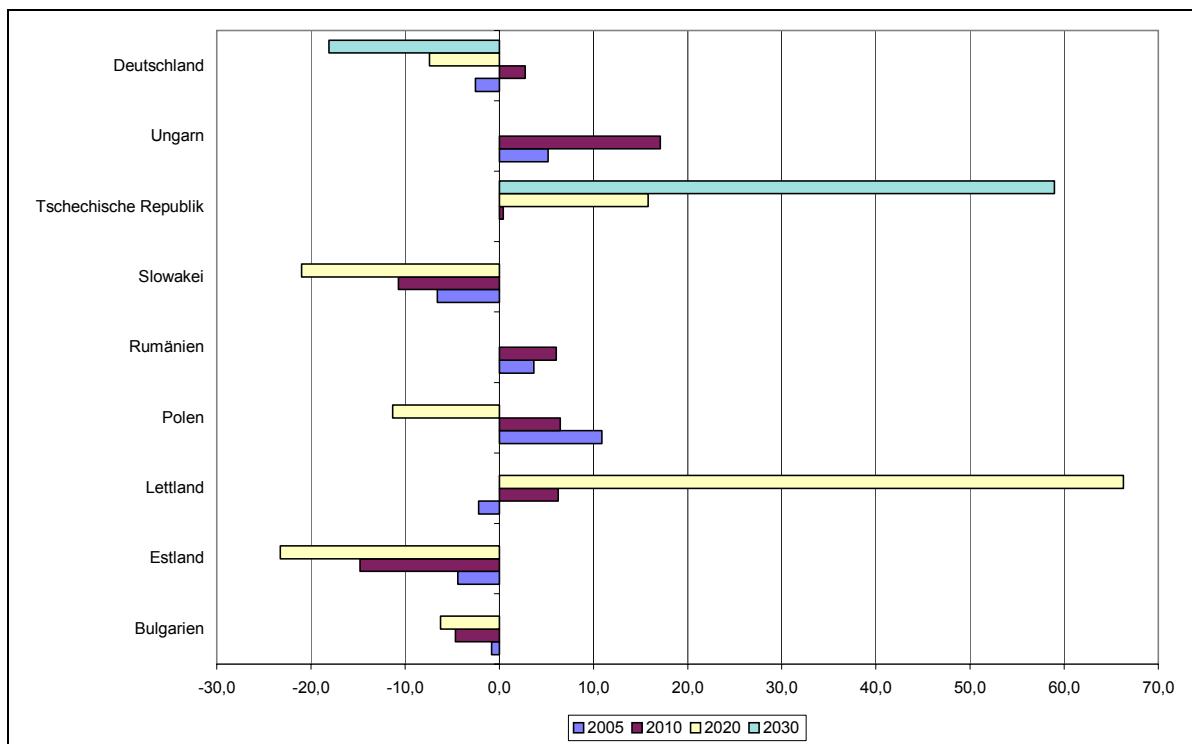
Werden die Annahmen zum Wirtschaftswachstum nach den aktuellen Prognosen und denen in den eigenen Prognosen der jeweiligen Länder verglichen, so ergibt sich ein differenziertes Bild. In den meisten Prognosen wird angenommen, dass das Wirtschaftswachstum im Zeitraum von 2005 bis 2010 gegenüber dem vorangegangenen Jahrzehnt etwas abflacht. Für Polen wird demgegenüber von der EU für den gleichen Zeitraum eine deutliche Beschleunigung des Wirtschaftswachstums erwartet. In Deutschland wird nach der EU-Prognose für diesen Zeitraum sogar ein starker Rückgang des Wachstums auf jahresdurchschnittlich nur noch 0,5 % erwartet; EWI/Prognos¹⁵¹ erwarten demgegenüber ein verhaltenes Wachstum von 1,5 %. Für die Zeit nach 2010 rechnet die EU für Deutschland mit einem Wachstum von 2 % jährlich,

¹⁵¹ EWI/Prognos, 2005.

EWI/Prognos von nur 1,3 %. Langfristig flacht das Wirtschaftswachstum in allen Ländern ab.¹⁵² Von wenigen Ländern (Tschechische Republik und Lettland) abgesehen, sind die Abweichungen zwischen EU- und Länderprognosen bei den Annahmen zur langfristigen Entwicklung des Wirtschaftswachstums eher gering.

Abbildung 4-40

Veränderung des BIP von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen Nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten



Der Endenergieverbrauch wird nach den einbezogenen Prognosen in allen betrachteten Ländern mit Ausnahmen der EWI/Prognos-Prognose für Deutschland steigen, nach den EU-Prognosen bis 2030 in den neuen Mitglieds- bzw. Kandidatenländern um 23 % (Bulgarien) bis 67 % (Slowakei). Der Endenergieverbrauch soll nach der EU-Prognose in Deutschland trotz des verhaltenen Wirtschaftswachstums knapp 20 % steigen, in Polen um 25 %. Nach den nationalen Prognosen fällt der Anstieg des Endenergieverbrauchs in Polen und Rumänien deutlich größer aus als nach der EU-Prognose, in der Tschechischen Republik und vor allem in Deutschland deutlich niedriger.

¹⁵² Eine Ausnahme macht lediglich Lettland, weil uns für dieses Land zeitlich differenzierte Prognosen des Wirtschaftswachstums nicht vorliegen.

Tabelle 4–3

Endenergieverbrauch, 2000 = 100

Prognosen für	Prognosen der							
	EU, Energy and Transport Scenarios (2005)				jeweiligen Länder			
	2005	2010	2020	2030	2005	2010	2020	2030
Bulgarien ¹	98,9	102,0	114,9	123,2	97,5	109,0	120,8	
Estland	105,6	119,5	128,2	128,2				
Lettland ²	115,2	126,8	128,7	133,9	103,5	112,6	133,3	
Litauen ³	112,4	130,5	133,8	149,3	109,6	120,2	133,7	
Polen ⁴	101,1	109,4	111,6	124,5	116,1	119,8	128,9	
Rumänien	109,3	121,9	142,9	159,4			170,0	
Slowakei	104,6	134,4	154,4	167,2				
Tschechische Republik	100,2	121,9	129,4	133,3	105,1	110,4	115,6	117,8
Ungarn	107,9	114,9	125,7	128,2				
Deutschland	103,9	108,3	115,0	119,7	103,9	100,4	95,7	91,2
EU-15	106,5	112,7	122,0	128,7				

¹ Wert der nationalen Prognose unter 2020 gilt für 2015. - ² Ausgangsbasis der nationalen Prognose ist das Jahr 1999. - ³ Nationale Prognose entspricht Szenario "Moderates Wachstum, hohe Effizienz". - ⁴ Nationale Prognose "Referenz".

Quellen:

European Commission: European Energy and Transport Trends to 2030. Brussels 2005.

Republic of Bulgaria: Third National Communication on Climate Change. United States Framework Convention on Climate Change. Sofia, 2002.

Ministry of Environment: Estonia's Third National Communication under the Framework Convention on Climate Change. Estonia, November 2001.

Ministry of Environmental Protection and regional development; The Third National Communication of the Republic of Latvia under United Nations Framework Convention on Climate Change. Riga 2001.

Polish Ministry of Economy, Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Republic of Poland: Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climatic Change. Warsaw 2001.

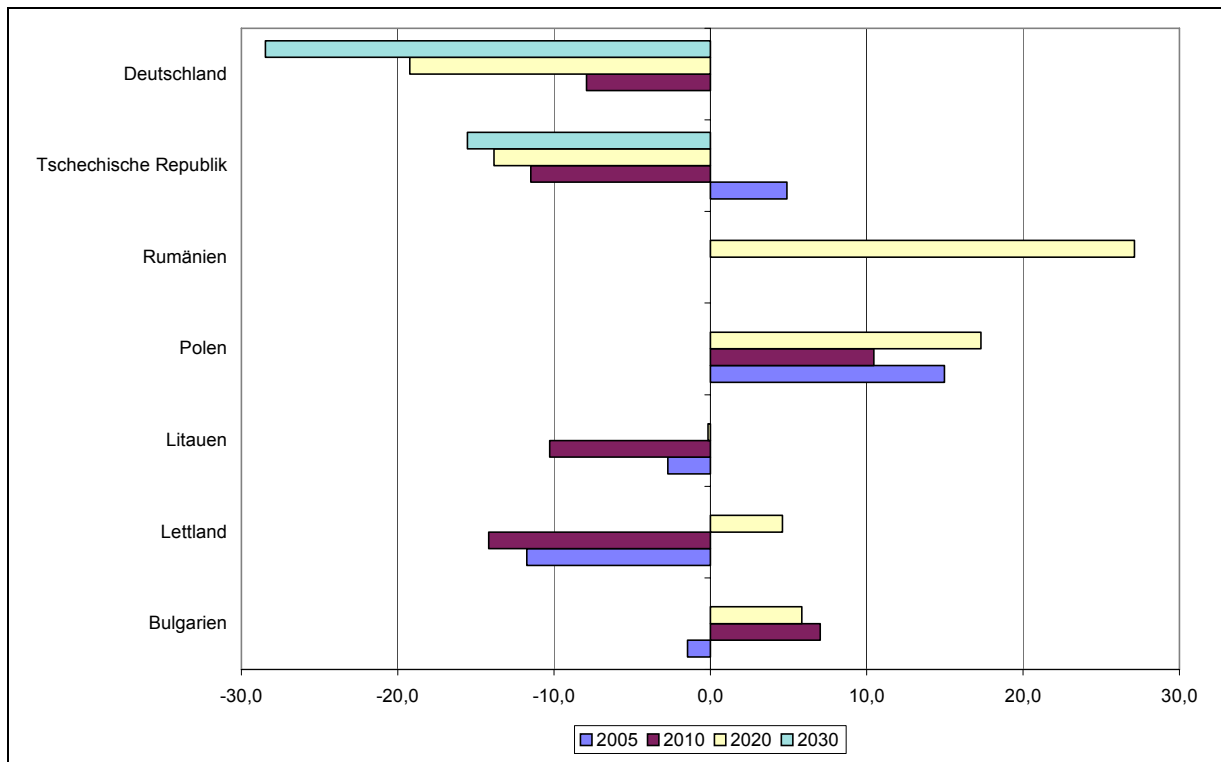
Ministry of Waters, Forests and Environment Protection: 2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Bucharest, April 1998.

Ministry of Industry and Trade of Czech Republic: State Energy Policy of the Czech Republic.

EWI/PROGNOS: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, April 2005.

Abbildung 4-41

Veränderung des Endenergieverbrauchs von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten



Auch der Primärenergieverbrauch wird nach den vorliegenden Prognosen in allen Ländern von 2002 bis 2030 – mit Ausnahme von Deutschland – zulegen. In Deutschland wird nach der EU-Prognose der Primärenergieverbrauch im Jahr 2030 etwa gleich groß sein wie im Jahr 2000, nach EWI/Prognos¹⁵³ wird er deutlich darunter liegen.

¹⁵³ EWI/Prognos, 2005.

Tabelle 4–4

Primärenergieverbrauch, 2000 = 100

Prognosen für	Prognosen der							
	EU, Energy and Transport Scenarios (2005)				jeweiligen Länder			
	2005	2010	2020	2030	2005	2010	2020	2030
Bulgarien ¹	95,3	94,2	102,0	101,0	106,7	119,2	128,2	
Estland	106,8	106,2	106,0	106,0	97,2	97,9	99,8	
Lettland ²	97,8	106,2	123,2	128,2	92,6	108,7	127,6	
Litauen ³	91,0	93,3	117,1	104,9	104,8	119,0	138,1	
Polen ⁴	100,4	107,2	123,2	132,1	118,2	121,2	129,1	
Rumänien ⁵	102,1	111,6	126,9	138,8			170,0	
Slowakei	90,3	94,2	110,4	116,0				
Tschechische Republik	100,8	102,0	105,1	104,1	103,5	106,2	106,9	107,5
Ungarn ⁶	104,7	107,2	112,7	110,5	113,2	118,8		
Deutschland	103,0	103,0	101,0	101,0		99,1	90,7	84,5
EU-15	105,0	108,3	108,8	109,3	105,0	108,5	114,1	118,4

¹ Wert der nationalen Prognose unter 2020 gilt für 2015 nach Szenario "with measures". - ² Ausgangsbasis der nationalen Prognose ist 1999. - ³ Nationale Prognose entspricht Szenario "Moderates Wachstum, hohe Effizienz".
⁴ Nationale Prognose "Referenz". - ⁵ Nationale Prognose nach Bild. - ⁶ Ausgangsjahr der nationalen Prognose ist 1998.

Quellen:

European Commission: European Energy and Transport Trends to 2030. Brussels 2005.

Republic of Bulgaria: Third National Communication on Climate Change. United States Framework Convention on Climate Change. Sofia, 2002.

Ministry of Environment: Estonia's Third National Communication under the Framework Convention on Climate Change. Estonia, November 2001.

Ministry of Environmental Protection and regional development; The Third National Communication of the Republic of Latvia under United Nations Framework Convention on Climate Change. Riga 2001.

Polish Ministry of Economy, Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Republic of Poland: Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climatic Change. Warsaw 2001.

Ministry of Waters, Forests and Environment Protection: 2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Bucharest, April 1998.

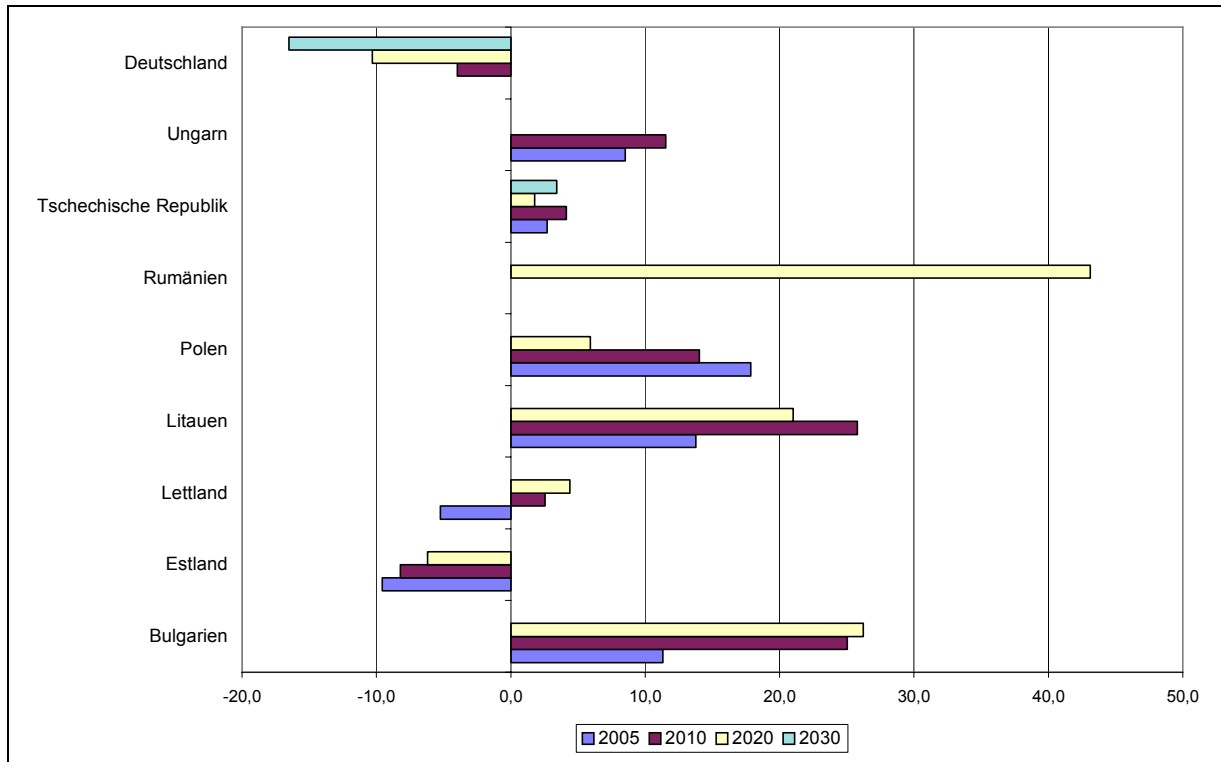
Ministry of Industry and Trade of Czech Republic: State Energy Policy of the Czech Republic.

EWI/PROGNOS: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, April 2005.

Der Vergleich der EU- und der Länder-Prognosen zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs zeigt, dass abgesehen von Deutschland und Estland die Länder für das Jahr 2020 selbst einen höheren Primärenergieverbrauch erwarten als die EU. Besonders stark ist dies in Bulgarien und Litauen der Fall.

Abbildung 4-42

Veränderung des Primärenergieverbrauchs von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten



Ein ähnliches Ergebnis zeigt sich beim Vergleich der EU- und der Länderprognosen zur Entwicklung der CO₂-Emissionen. Eine wesentlich größere Steigerung der CO₂-Emissionen wird im Referenzfall von Bulgarien erwartet, deutlich weniger von der Slowakei und von E-WI/Prognos für Deutschland.

Tabelle 4–5

CO₂-Emissionen, 2000 = 100

Prognosen für	Prognosen der							
	EU, Energy and Transport Scenarios (2005)				jeweiligen Länder			
	2005	2010	2020	2030	2005	2010	2020	2030
Bulgarien ¹	96,9	99,8	107,0	111,3	138,5	162,2	185,8	
Estland	104,3	99,3	91,3	92,0	99,6	98,1	94,4	
Lettland ²	112,7	123,8	160,3	171,4	125,3	132,0	159,8	
Litauen ³	119,6	157,8	206,9	238,2		215,0	220,0	
Polen ⁴	97,0	101,5	111,6	116,6	103,2	106,5	118,6	
Rumänien ⁵	102,0	111,7	122,4	135,7	115,7	140,8		
Slowakei	95,3	112,7	131,7	142,9	105,4	114,1	115,9	
Tschechische Republik	86,8	83,4	82,0	85,9	89,7	87,3	81,7	
Ungarn ⁶	106,5	108,7	113,7	132,5		117,7	125,7	
Deutschland	100,7	101,7	107,4	108,8		98,2	92,9	84,1
EU-15	101,1	102,8	110,5	117,7				

¹ Wert der nationalen Prognose unter 2020 gilt für 2015 nach Szenario "with measures". - ² Ausgangsbasis der nationalen Prognose ist 1999. - ³ Nationale Prognose entspricht Szenario "Moderates Wachstum, hohe Effizienz".
⁴ Nationale Prognose "Referenz". ⁵ Nationale Prognose nach Bild. - ⁶ Ausgangsjahr der nationalen Prognose ist 1998.

Quellen:

European Commission: European Energy and Transport Trends to 2030. Brussels 2005.

Republic of Bulgaria: Third National Communication on Climate Change. United States Framework Convention on Climate Change. Sofia, 2002.

Ministry of Environment: Estonia's Third National Communication under the Framework Convention on Climate Change. Estonia, November 2001.

Ministry of Environmental Protection and regional development; The Third National Communication of the Republic of Latvia under United Nations Framework Convention on Climate Change. Riga 2001.

Polish Ministry of Economy, Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Republic of Poland: Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climatic Change. Warsaw 2001.

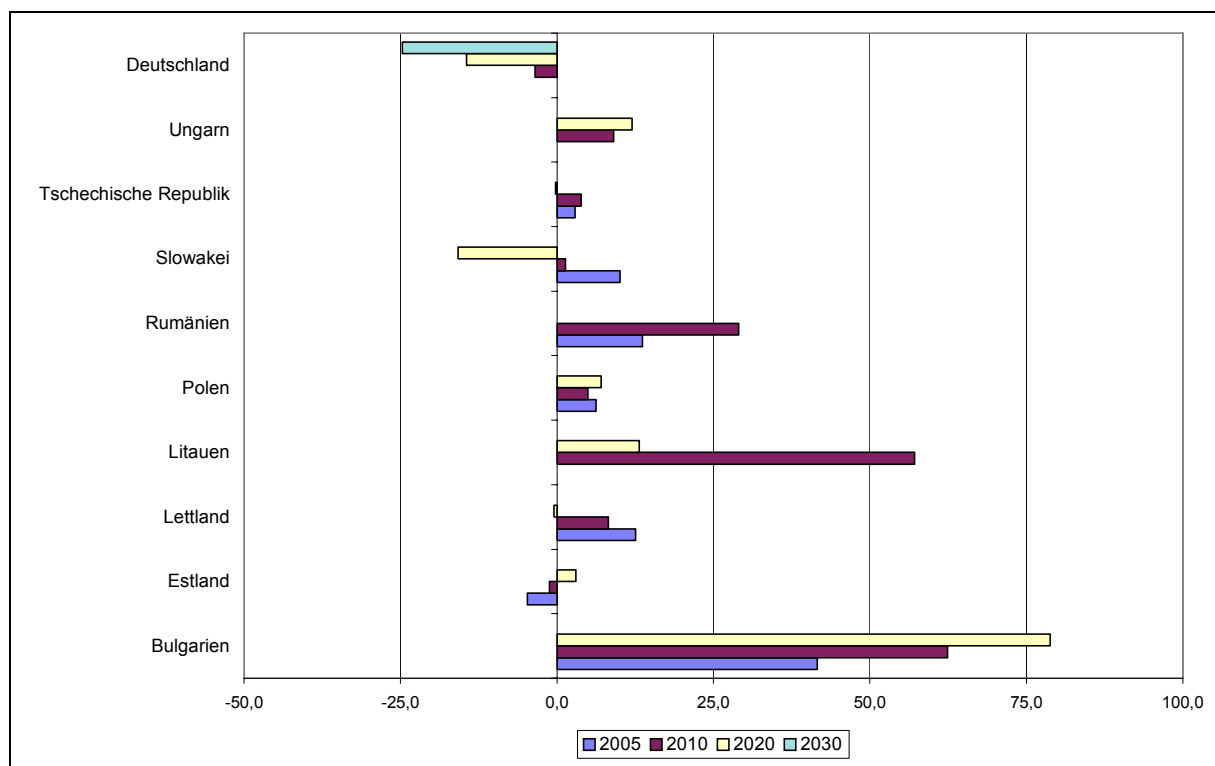
Ministry of Waters, Forests and Environment Protection: 2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Bucharest, April 1998.

Ministry of Industry and Trade of Czech Republic: State Energy Policy of the Czech Republic.

EWI/PROGNOS: Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, April 2005.

Abbildung 4-43

Veränderung des CO₂-Emissionen von 2000 bis 2030: Differenzen zwischen nationalen Prognosen und EU-Prognosen in Prozentpunkten



5 Internationale Kostendifferenzen

5.1 Umweltschutzanforderungen einschließlich Förderung regenerativer Energien als Kostenfaktor

Das Wichtigste in Kürze

Grenzwerte für den Schadstoffausstoß, Vorgaben zur Reaktorsicherheit, Verpflichtungen zur Förderung Erneuerbarer Energien sowie Klimaschutzvorgaben erzeugen Kosten für die Energiewirtschaft. Da die NMK-Länder verpflichtet sind, ihre Gesetzgebung an die üblicherweise höheren europäischen Umweltauflagen anzupassen, sorgt die EU-Integration dieser Staaten grundsätzlich für eine Verringerung der umweltrechtlich bedingten Kostendifferenzen zwischen EU-15 und NMK. Von diesem Effekt profitiert sowohl der deutsche Anlagenbau als auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Energieversorgungsunternehmen.

Die Erwartung, dass sich die Umweltkosten zwischen EU-15 und NMK kurzfristig völlig angleichen, erscheint allerdings unrealistisch. Zum einen haben einige neue Mitgliedsstaaten Übergangsfristen bei der Implementierung wichtiger Umweltschutzrichtlinien ausgehandelt, zum anderen sind die Anstrengungen der meisten NMK bei der Förderung Erneuerbarer Energien momentan geringer als von der EU gefordert. Und schließlich subventionieren die in einigen Ländern sehr großzügig gestalteten Allokationsmechanismen für Kohlendioxid-emissionsrechte (NAP) die existierenden Stromproduzenten. Allerdings ist anzunehmen, dass diese drei Ursachen für Kostendifferenzen mittel- bzw. langfristig an Bedeutung verlieren.

5.1.1 Einleitung

Die Europäische Union hat im Laufe der Zeit eine ganze Reihe von Umweltrichtlinien erlassen, welche die Mitgliedsstaaten in nationales Recht umsetzen mussten.¹⁵⁴ Durch diese Richtlinien werden Mindeststandards festgelegt, die innerhalb der EU nicht unterschritten werden dürfen. Dadurch kommt es langfristig zu einer Annäherung der Umweltstandards in Europa. Kostendifferenzen können aufgrund höherer nationaler Anforderungen in einzelnen Ländern sowie aufgrund von Ausnahmeregelungen bestehen bleiben. Hier werden zunächst die insbe-

sondere für die Stromerzeugung, danach die für die Mineralölwirtschaft relevanten Vorschriften und deren Kostenwirkungen erläutert.

Eine umfassende Abschätzung der Effekte von unterschiedlichen Umweltstandards auf die Stromerzeugungskosten in den EU-Mitgliedsstaaten existiert bisher nicht. Um dennoch eine Aussage über die Entwicklung der aus den nationalen Umweltpolitikansätzen resultierenden Kostenunterschiede treffen zu können, wird sich das folgende Kapitel auf vier vom EU Beitritt besonders beeinflusste Teilbereiche konzentrieren. An erster Stelle steht die Untersuchung der Auswirkungen der für Kraftwerksbetreiber wichtigsten europäischen Umweltschutzrichtlinien. Danach werden Umwelanforderungen an die Mineralölwirtschaft und deren Kostenwirkungen beschrieben. Anschließend werden die nationalen Förderpolitiken für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern verglichen. Zuletzt werden die Effekte der nationalen Klimaschutzziele auf europäische Stromerzeugungskostenunterschiede untersucht.

5.1.2 Für die Stromerzeugung relevante Vorschriften

Insbesondere für Kraftwerke relevant ist die Großfeuerungsanlagenrichtlinie (**GFA-Richtlinie**¹⁵⁵). Diese legt Grenzwerte für den Schwefeldioxid-, Stickstoffoxide- und Staubausschlag für Feuerungen mit unterschiedlicher Leistung und unterschiedlichem Brennstoffeinsatz fest. Betriebsgenehmigungen für viele energiewirtschaftliche Einrichtungen werden auf Basis der **IVU-Richtlinie**¹⁵⁶ erteilt. Nur bei Einsatz einer vom Gesetzgeber zu definierenden „besten verfügbaren Technik“ (BAT) zur Bekämpfung von Emissionen in Luft, Wasser und Boden wird eine Betriebserlaubnis für die betroffenen Anlagen erteilt bzw. verlängert. Die **NEC-Richtlinie**¹⁵⁷ setzt nationale Höchstmengen u.a. für die Emissionen von Ammoniak, flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffen, Schwefeldioxid und Stickstoffoxiden fest, welche von den Mitgliedsländern bis 2010 einzuhalten sind. Zur Einhaltung dieser Ziele werden die Staaten allerdings gezwungen sein, auch Emissionsreduktionen im Energiesektor durchzusetzen.

¹⁵⁴ So existieren beispielsweise allein bezüglich der Luftreinhaltung 16 Richtlinien und 10 Entscheidungen.

¹⁵⁵ Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (ABl. vom 27. November 2001, L 309/1).

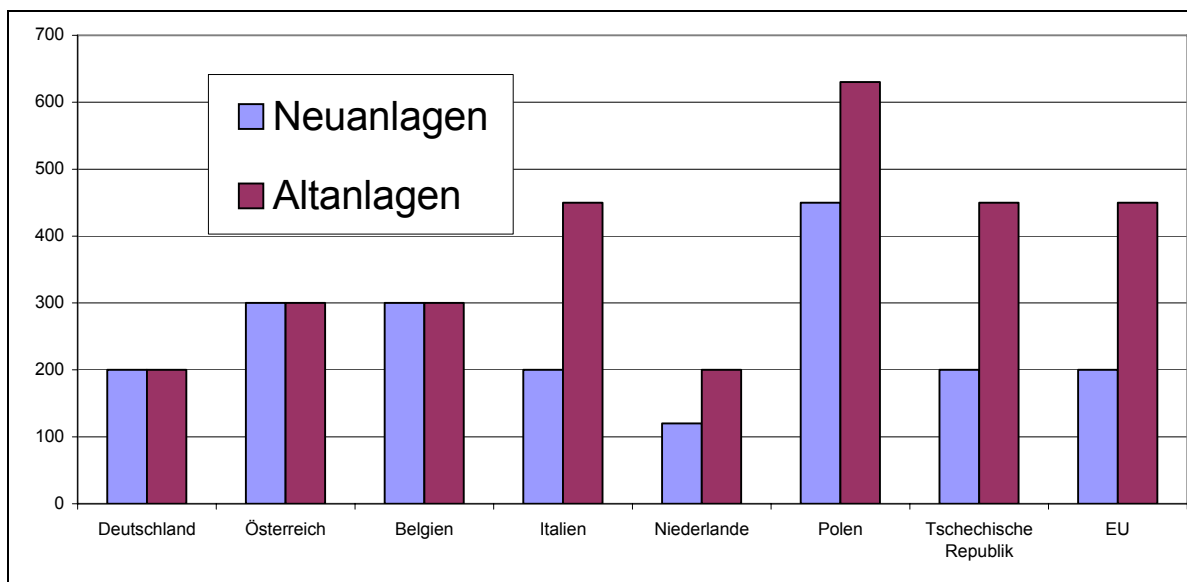
¹⁵⁶ Richtlinie 96/61/EG des Rates vom 24. September 1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (ABl. vom 10. Oktober 1996, L 257/26).

¹⁵⁷ Richtlinie 2001/81/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe (ABl. vom 27. November 2001 L 309/22).

Zusammen mit den im übernächsten Kapitel behandelten Richtlinien zum Klimaschutz, stellen die obigen Regelungen die für die Stromerzeugungsunternehmen kostenintensivsten Umweltschutzvorschriften dar. Mit dem EU-Beitritt gelten diese Richtlinien auch für die NMK. Die EU-Gesetzgebung hat dazu geführt, dass in den Mitgliedsstaaten die europäischen Mindeststandards für Neu- und Altanlagen umgesetzt sind. In Deutschland sind die Rechtsnormen der EU ebenfalls bereits weitgehend in nationales Recht umgesetzt, die deutschen Normen gehen aber zum Teil über EU-Anforderungen hinaus. Das gilt insbesondere für die TA Luft, die eine stärkere Reduktion der klassische Luftemissionen bei Altanlagen fordert als die EU (vgl. das Beispiel in Abbildung 5-1).

Abbildung 5-1

Zulässige Höchstwerte für SO₂-Emissionen in mg/m³ Abluft für ölgefeuerte Anlagen mit einer thermischen Leistung von 300 MW im Jahr 2002



Quelle: Erhebungen DIW Berlin, ISI Karlsruhe, Engler-Bunte-Institut an der Universität Karlsruhe.

Trotz der vermutlich großen Auswirkungen, welche die Übernahme der IVU- und der GFA-Richtlinie in die nationalen Gesetzgebungen der neuen Mitgliedsstaaten hatte, gibt es kaum belastbare Schätzungen der den Staaten und den einzelnen Sektoren durch diese Richtlinien entstandenen und entstehenden Kosten. Während RIVM (2001)¹⁵⁸ von gesamtwirtschaftlichen Kosten im Bereich von 10 Mrd. Euro für die GFA-Richtlinie und 18 Mrd. Euro für die IVU-

¹⁵⁸ Niederländisches Institut für Volksgesundheit und Umwelt (RIVM): Technical Report on Enlargement, RIVM Report 481505022, November 2001. <http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/481505022.html>.

Richtlinie in allen NMK-Ländern ausgeht, schätzt IEEP (2003, S. 14) die Kosten für die Einhaltung der GFA-Richtlinie allein im polnischen Energiesektor auf 5,6 bis 7,8 Mrd. Euro.

Tabelle 5–1

Geschätzte Investitionskosten die mit der Einführung der GFA und der IVU in den NMK verbunden sind

NMK	Geschätzte Investitionskosten aufgrund der GFA Mill. Euro	Geschätzte Investitionskosten auf- grund der IVU Mill. Euro
Bulgarien	1.627	3.261
Tschechische Republik	1.858	3.725
Estland	312	489
Ungarn	8.78	1.761
Lettland	43	90
Litauen	74	44
Polen	3.456	6.927
Rumänien	402	806
Slowakei	796	1.596
Slowenien	180	50
Gesamt	9.627	18.478
Die Schätzung bezieht auch den Nicht-Energiebereich mit ein. Quelle: Niederländisches Institut für Volksgesundheit und Umwelt (RIVM): Technical Report on Enlargement, RIVM Report 481505022, November 2001. http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/481505022.html .		

Aufgrund dieses hohen Investitionsbedarfs haben einzelne NMK im Beitrittsvertrag Übergangsfristen und Ausnahmeregelungen für die IVU- und die GFA-Richtlinie ausgehandelt. Diese sind in Tabelle 5–2 zusammengefasst. Alle Ausnahmeregelungen sind zeitlich befristet, nur für genau festgelegte Einrichtungen gültig und gelten nicht für Neuanlagen.¹⁵⁹ Einzelne Länder, wie z.B. Polen und die baltischen Staaten, nehmen aufgrund länderspezifischer Schwierigkeiten überdurchschnittlich viele Sonderfallregelungen in Anspruch.

¹⁵⁹ Ungarn hat sich recht engagiert um Ausnahmen für bestimmte Neuanlagen bemüht.

Tabelle 5–2

Ausnahmen für NMK von der IVU- und der GFA-Richtlinie im Energiesektor

Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU)
Lettland: Eine Kraftwerksaltanlage muss erst am 31.12.2008 und zwei weitere müssen erst am 31.12.2010 dem neuesten Stand der Technik (BAT) entsprechen.
Polen: Sieben Altanlagen müssen erst am 31.12.2010 dem neuesten Stand der Technik entsprechen.
Großfeuerungsanlagenrichtlinie (GFA)
Estland: Für eine Ölschiefer-KWK-Altanlage gelten die SO ₂ - und Rußemissionsgrenzwerte erst ab 2010, für zwei weitere Anlagen erst ab 2015.
Litauen: Für zwei Altanlage gelten die SO ₂ - und NO _x - Emissionsgrenzwerte erst ab Ende 2015.
Polen: 10 Kraftwerksaltanlagen und 7 KWK-Anlagen haben bis 31.12.2017 Zeit, um die eigentlich ab 01.01.2016 gültigen NO _x Emissionsgrenzwerte (Emission Limit Values = ELVs) anzuwenden. 12 Kraftwerksaltanlagen und 17 KWK-Anlagen haben bis 31.12.2015 Zeit, um die eigentlich ab 01.01.2008 gültigen SO ₂ ELVs anzuwenden.
Quelle: Eurelectric (2004): Electricity Sector Reform: The pan-European, CIS and Mediterranean Dimension. S.173-175.

Neben der GFA- und der IVU-Richtlinie kann auch die NEC-Richtlinie eine Steigerung der Umweltschutzausgaben im Kraftwerksbereich notwendig machen. Die NEC-Richtlinie legt Emissionshöchstwerte für Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x), flüchtige Kohlenwasserstoffe (VOC) und Ammoniak (NH₃) auf Länderebene fest, welche 2010 nicht überschritten werden dürfen.¹⁶⁰

¹⁶⁰ Ziel ist der Schutz der menschlichen Gesundheit vor erhöhten Ozonkonzentrationen sowie der Schutz der Umwelt vor Versauerung, unerwünschtem Nährstoffeintrag in nicht landwirtschaftlich genutzten Flächen und erhöhter Ozonkonzentrationen durch Luftschadstoffe.

Tabelle 5–3

Nationale Emissionsobergrenzen für SO₂, NO_x, VOC und NH₃ im Jahr 2010

Land	SO ₂ in Kt		NO _x in Kt		VOC in Kt		NH ₃ in Kt	
	2010	2002 2000*	2010	2002 2000*	2010	2002 2000*	2010	2002 2000*
<i>Bulgarien</i>	856	965	266	197	185		108	56
Tschech. Rep.	265	237	286	318	220	242*	80	72
Estland	100	91*	60	37*	49	34*	29	10*
Ungarn	500	487*	198	188*	137	169*	90	78*
Lettland	101	22	61	213	136	52*	44	22
Litauen	145	43	110	51	92	75*	84	51
Polen	1397	1515*	879	843*	800	582*	468	309*
<i>Rumänien</i>	918		437		523		210	
Slowakei	110	124*	130	106*	140	88*	39	32*
Slowenien	27	71	45	60	40	54*	20	19
NMK	4419		2472		2322		1172	
Deutschland	520	611	1051	1499	995	1528	550	614

Die Nationalen Emissionsobergrenzen (NEOG) für die acht neuen MOE EU-Mitgliedsstaaten sind nicht in der NEC-Richtlinie, sondern in den jeweiligen Beitrittsverträgen geregelt. Die NEOG für Bulgarien und Rumänien sind noch nicht ausgehandelt. Deshalb sind in der Tabelle die im Göteborg Protokoll von 1999 vereinbarten NEOG aufgeführt.

Auf den ersten Blick scheint die Erfüllung dieser Vorschriften für neue Mitgliedsländer weniger schwierig zu sein als für die Altmitglieder der EU. So liegen die SO₂- und NO_x-Emissionen der EU-15-Länder derzeit insgesamt noch über der NEC-Schwelle für diese Ländergruppe, während die Emissionen der neuen Mitgliedsländer insgesamt deutlich darunter liegen. Bis zum Jahr 2010 dürften diese Emissionen trotz des in den neuen Mitgliedsländern erwarteten hohen Wirtschaftswachstums auch ohne eine forcierte Umweltpolitik weiter zurückgehen, besonders deutlich die SO₂-Emissionen.¹⁶¹ Dazu werden insbesondere strukturelle Veränderungen und die Ausbreitung moderner Rückhaltetechniken beitragen.

Es muss allerdings beachtet werden, dass im Rahmen der Beitrittsverträge dieser Länder mit der EU auch Höchstwerte für Großfeuerungsanlagen insgesamt vorgegeben wurden, die möglicherweise nicht in allen Fällen mit vertretbarem Aufwand einzuhalten sein werden. Das gilt insbesondere für Polen. Dort emittierten Großfeuerungsanlagen 2001 878.000 Tonnen SO₂ und 266.000 Tonnen NO_x. Der EU wurde im Rahmen der Beitrittsverträge zugesagt, die Emissionen von SO₂ bis 2010 auf 426.000 Tonnen und von NO_x auf 251.000 Tonnen zu reduzieren. Das würde voraussetzen, dass in erheblichem Umfang Kraftwerke vor dem Erreichen ihrer geplanten Nutzungsdauer stillgelegt werden müssten. Insgesamt werden die zur Einhaltung dieser Vorgabe in Polen notwendigen Ausgaben bis zum Jahr 2015/16 auf 10 bis 13

¹⁶¹ IIASA, 2005.

Mrd. Euro geschätzt, das würde einen Anstieg der durchschnittlichen Stromerzeugungskosten um mehr als 20 bis 25 % bewirken.¹⁶² Durch Einführung eines Emissionshandels für solche Schadstoffe könnte allerdings eine deutliche Kostendämpfung erreicht werden.¹⁶³

5.1.3 Für die Mineralölwirtschaft relevante Richtlinien¹⁶⁴

5.1.3.1 Vorschriften auf EU-Ebene

In der EU gelten neben allgemeinen Anforderungen an Feuerungsanlagen auch spezielle Anforderungen für die Mineralölwirtschaft, insbesondere an die Qualität von Kraftstoffen, an den Einsatz von Biokraftstoffen und zur Begrenzung von VOC-Emissionen. Diese werden im Folgenden kurz erläutert.

Maßgeblich für die Anforderungen an die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen ist die Richtlinie 2003/17/EG. Die Richtlinie fordert im Absatz 10, dass ab 1. Januar 2005 Otto- und Dieselmotorkraftstoffe mit einem Schwefelhöchstgehalt von 10 mg/kg in ausreichenden Mengen auf einer angemessen ausgewogenen geografischen Grundlage verfügbar sind. Nach Absatz 11 soll die vollständige Marktdurchdringung von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen mit einem Schwefelhöchstgehalt von 10 mg/kg ab 1. Januar 2009 erreicht sein.

Durch die Richtlinie zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor (2003/30/EG) wurden verpflichtende Richtwerte für Mindestanteile an Biokraftstoffen im Kraftstoffmarkt beschlossen. Bis 31.12.2005 sind 2 % des Energieinhalts der nationalstaatlich verbrauchten Kraftstoffe abzudecken (Art. 3, Abs. 1b), bis 2010 steigt dieser Anteil auf 5,75 %. Als Biokraftstoffe gelten nach Artikel 2 Bioethanol, Biodiesel, Biogas, Biomethanol, Biodimethylether, Bio-ETBE (aus Bioethanol), Bio-MTBE (aus Biomethanol), synthetische Biokraftstoffe, Biowasserstoff und reine Pflanzenöle.

Die VOC-Emissionsrichtlinie (94/63/EG) – bekannt als „Stage I-Richtlinie“ – legt im Anhang I Anforderungen an die Konstruktion und den Betrieb von Einrichtungen, Fahrzeuge und Binnenschiffe, die für die Lagerung und Umfüllung von Ottokraftstoff und seine Beförderung von einem Auslieferungslager zu einer Tankstelle benutzt werden. Diese Anforderun-

¹⁶² Wyrwa (2005, S. 3), Jankovsky (2003).

¹⁶³ Jankovsky (2003).

¹⁶⁴ Dieses Kapitel basiert weitgehend auf Ergebnissen der Studie von DIW Berlin/EBI/ISI: Auswirkungen der in Deutschland und in den Ländern der EU bestehenden Umweltschutzanforderungen auf die Wettbewerbssituation der deutschen Mineralölwirtschaft. Projekt Nr. 51/03 des BMWA. Berlin, Karlsruhe, 25. Juni 2005.

gen zielen darauf ab, den jährlichen Gesamtverlust an Ottokraftstoff bei Befüllung und Lagerung in Auslieferungslagern unter 0,01 Gewichtsprozent des Durchsatzes zu senken. Diese Anforderungen galten ab dem 31.12.1995 für alle Neuanlagen, ab dem 31.12.2004 für alle bestehenden Auslieferungslager. Entsprechende Anforderungen gelten auch für Tankstellen (Stage II).

5.1.3.2 Umweltvorschriften in Deutschland

In der Verordnung über den Schwefelgehalt bestimmter flüssiger Kraft- oder Brennstoffe (3. BImSchV) sind die Anforderungen der EU an den Schwefelgehalt von leichtem und schwerem Heizöl zur Verwendung als Brennstoff und von Dieselmotoren übernommen worden. Ab dem 1. Januar 2005 darf ein kg Dieselmotoren nicht mehr als 50 mg Schwefel enthalten.

Mit der Novelle der 10. BImSchV vom 24. Juni 2004 wurde neben der EU-Richtlinie 2003/17/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotoren auch die Biokraftstoff-Richtlinie (2003/30/EG) umgesetzt. Die Zumischung von Bioethanol zum Ottokraftstoff und Biodiesel zum Dieselmotoren ist bis 5 Volumen-% zulässig.

Mit der 20. BImSchV: Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen beim Umfüllen und Lagern wurde in Deutschland die VOC-Emissionsrichtlinie (94/63/EG) umgesetzt.

Mit den oben erläuterten Maßnahmen werden im Wesentlichen nur EU-Vorgaben umgesetzt, in der TA-Luft vom Oktober 2002 werden allerdings Anforderungen an technisch dichte Pumpen, Absperrorgane und Flanschverbindungen gestellt, die so in anderen Ländern nicht bestehen. Für Pumpen und Verdichter muss eine Bestandsaufnahme aller Dichtelemente erstellt werden. Für Flanschverbindungen ist „die Einhaltung einer spezifischen Leckrate ... durch eine Bauartprüfung entsprechend VDI-Richtlinie 2440 (Ausgabe November 2000)“ für nahezu alle Raffinerieströme nachzuweisen. Es ist davon auszugehen, dass die Dichtungen in den deutschen Raffinerien älter sind als diese Ausgabe der VDI-Richtlinie und dass sie demnach nach und nach ausgetauscht werden müssen. Die Dichtungen sind an sich nicht teuer, aber deren Beschaffung und Montage stellt einen größeren Aufwand dar, der über die normalen Kosten für eine Anlagenrevision weit hinausgeht.

5.1.3.3 Umweltvorschriften in Polen

Im Rahmen der Beitrittsverhandlungen wurden Polen Übergangsfristen für die Umsetzung von neun Umweltrichtlinien eingeräumt. So wurde z.B. eine Übergangsfrist bis zum 31.12.2005 ausgehandelt, um VOC-Emissionen von Tanklagern und Tankstellen zu verringern.¹⁶⁵

Bio-Kraftstoffe sind seit 1998 von Mineralölsteuern befreit. Biokomponenten werden in Polen bereits in erheblichem Umfang eingesetzt.¹⁶⁶

5.1.3.4 Umweltvorschriften in der Slowakischen Republik

Slovnaft ist bereits seit 2001 fähig, schwefelfreie Kraftstoffe herzustellen. Dazu hat vor allem der Bau einer neuen Hydrocracker-Anlage (RCA) beigetragen. Schwefelfreie Produkte werden aber derzeit nicht flächendeckend, sondern nach Bedarf bereitgestellt.

Ab 2005 können auch die Anforderungen an Diesel, die nach EU-Recht ab dem Jahr 2009 einzuhalten sind sowie die Anforderungen bei Biodiesel eingehalten werden. Biokomponenten in Kraftstoffen sind derzeit zu 100 % steuerbefreit.

Die Slowakische Republik hat für die Umsetzung der VOC-Richtlinie Übergangsfristen bis 2007 erhalten. Die VOC-Emissionen sind seit 2000 von 1,42 kg/Tonne auf 1,11 kg/Tonne Produktion gefallen, dazu hat vor allem die Einrichtung von Dampfrückgewinnungsanlagen für Tanks (Füllstationen für Eisenbahnen und Straßentanker sowie für große Lager) beigetragen.

Für große Tankstellen mit mehr als 1.000 m³/a Umschlag wurde bei den Beitrittsverhandlungen Übergangsfristen für die Reduktion der VOC-Emissionen bis zum 31.12.2005 eingeräumt, für alle anderen bis 31.12.2007.

Nach Auskunft der Slovnaft wird für die firmeneigenen Tankstellen noch bis 2006 ein Ertüchtigungsprogramm durchgeführt, das sie auf den neusten Umweltstandard bringt. Problematisch sind kleine, private Tankstellen.

¹⁶⁵ ENDS Nr. 1093 vom 31. Oktober 2001. Die Tankstellen, die im Besitz der großen Raffinerien und ausländischer Gesellschaften sind, halten westliche Umweltstandards ein. Erhebliche Umweltprobleme bestehen bei privaten Pächtern (ca. 56 % von vermutlich mehr als 7.000).

¹⁶⁶ Ein Gesetz, mit dem der Einsatz von 5 % Biokomponenten ohne Kompensation der Mehrkosten zwingend vorgeschrieben wurde, ist im April 2004 durch das Verfassungsgericht als verfassungswidrig erklärt worden.

5.1.3.5 Umweltvorschriften in der Tschechischen Republik

Die Tschechische Republik hält sich an den EU-Fahrplan zur Einführung von schwefelarmem Brenn- und Kraftstoff. Die Raffinerien waren aber schon 2002 in der Lage, einen gewissen Kraftstoffanteil mit weniger als 50 ppm Schwefel herzustellen.¹⁶⁷

Die Tschechische Republik war 2002 mit 70.000 t der viertgrößte Hersteller von RME in Europa. Unterstützt wurde die Vermarktung von Biokraftstoffen durch eine Steuerbefreiung.

In der Tschechischen Republik sind bereits 99 % der Tankstellen nach Stage I ausgerüstet und 96 % für Stage II.

5.1.3.6 Umweltvorschriften in Ungarn

Im Jahr 2002 durfte der Schwefelgehalt im Benzin 150 ppm und im Diesel 350 ppm nicht überschreiten. Die einzige große Raffinerie des Landes stellt bessere Qualitäten her.

Biodiesel wird in Ungarn trotz Steuerbefreiung nicht produziert.

Ungarische Tankstellen sind zu 90 % nach Stage I und Stage II ausgerüstet.

5.1.4 Förderung Erneuerbarer Energien

Im Rahmen des Beitrittsprozesses haben sich alle acht neuen Mitgliedsländer verpflichtet, bis 2010 einen bestimmten Anteil ihres Gesamtenergieverbrauchs sowie einen bestimmten Anteil ihres Stroms aus erneuerbaren Energieträgern zu gewinnen. Um diese teilweise hochgesteckten Ziele (s. Tabelle 5–5) zu erreichen, existieren in allen behandelten Ländern Mechanismen zur Förderung der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen (RES-E). Diese unterscheiden sich teilweise stark vom deutschen Fördersystem, welches vorwiegend auf einer von den Netzbetreibern zu bezahlenden Mindesteinspeisevergütungen für Ökostrom beruht.¹⁶⁸

¹⁶⁷ Umweltberichte Ceska Rafinerska, diverse Jahrgänge.

¹⁶⁸ Aufgrund der geringen Strompreiselastizitäten werden die dadurch entstehenden Kosten an die Konsumenten weitergegeben.

Tabelle 5–4

Ausgewählte Hauptförderinstrumente für Erneuerbare Energien in NMK

Bulgarien	individuell verhandelte Einspeisetarife	Abnahmeverpflichtung der Verteilungsnetzbetreiber
Tschech. Rep.	Optionen: Garantierte Einspeisetarife oder Ökobonus	Jährlich angepasst, um Ziele und Amortisation sicherzustellen
Estland	Investitionsbeihilfe : Steuererleichterungen	Einspeisetarife
Ungarn	technologie-unabhängige Einspeisetarife : peak- und off-peak	Abnahmeverpflichtung der Versorgungsunternehmen
Lettland	Marktpreisabhängige Einspeisetarife	
Litauen	von der Regulierungsbehörde festgelegte Einspeisetarife	
Polen	Verteilungsnetzbetreiber müssen einen bestimmten Anteil grüner Zertifikate erwerben	individuell verhandelte Einspeisetarife Investitionsbeihilfen : Kredite
Rumänien	Investitionsbeihilfen : in Einzelfällen	
Slowakische Republik	sehr geringe Einspeisetarife	Investitionsbeihilfen : Steuererleichterungen, Direktbeihilfen
Slowenien	jährlich festgelegte Einspeisetarife	Investitionsbeihilfen : Steuererleichterungen, Direktbeihilfen

Quelle: EVA (1997-2005): Electricity from Renewables in CEE: Support Mechanisms and Conditions for Feed-in. Österreichische Energieagentur 1997-2005. Website: [http://www.energyagency.at/\(en\)/enercee/el_res.htm](http://www.energyagency.at/(en)/enercee/el_res.htm).

So nutzt beispielsweise Polen ein Quotensystem, bei welchem die Verteilungsnetzbetreiber einen bestimmten Anteil der umgesetzten Elektrizität von zertifizierten RES-E Anbietern aufkaufen, bzw. RES-E Erzeugungszertifikate in der angegebenen Menge erwerben müssen. In anderen Ländern – z.B. Rumänien – wiederum basiert die Förderung vor allem auf Investitionsbeihilfen für RES-E Projekte. Hauptfördermechanismus für die regenerative Stromerzeugung ist allerdings in sieben der behandelten zehn Staaten eine Einspeisevergütung.

Tabelle 5–5

Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen 2002 und Ziele für 2010 in % der gesamten Stromerzeugung

Land	2002	2010
Estland	0,3	5,1
Lettland	46,0	49,3
Litauen	4,8	7,0
Polen	2,0	7,5
Slowakei	18,0	31,0
Slowenien	30,0	33,6
Tschech. Republik	4,6	8,0
Ungarn	0,5	3,6
Deutschland	8,1	12,5

Quellen: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2005): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung. Juni 2005, Berlin.

Wie aus Tabelle 5–6 entnommen werden kann, sind die deutschen Einspeisevergütungen für alle Sparten, außer Windenergie, höher als in den NMK. In der Tschechischen Republik sind die vergleichsweise hohen Einspeisevergütungen nur kurzfristig garantiert, und die Genehmigungsverfahren sind teilweise recht kompliziert.

Tabelle 5–6

Einspeisevergütungen in Deutschland und NMK Stand 2004 (€-Cent/kWh)

Land	Wind (on-shore)	Biomasse	Wasserkraft
Tschech. Rep.	8,5 - 9,4	7,9	4,9 (<10 MW)
Estland	4,86	4,86	4,86
Lettland	10,1	5,05	5,05 - 10,1 (<2 MW)
Litauen	7,5	6,9	6,9
Ungarn	5,78 - 9,26	5,78 - 9,26	5,78 - 9,26
Slowakei	3,03 - 3,51	3,03 - 3,51	3,03 - 3,51
Slowenien	6,11 - 6,33	6,76 - 6,98	5,89 - 6,11 (<10 MW)
Deutschland	5,5 - 8,7	8,4 - 11,5 (< 20 MW)	6,65 - 9,67 (<5 MW)

Quellen: Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21.7.2004, verkündet in BGBl I 2004 Nr. 40 vom 31.7.2004. WWF (2004): The Eastern Promise – Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries. World Wide Fund for Nature. Januar 2004. Gland, Switzerland.

Wegen der unterschiedlichen Rahmenbedingungen kann ein Vergleich der Förderung erneuerbarer Energien in verschiedenen Ländern nicht nur aufgrund der Mindesteinspeisevergütungen vorgenommen werden. Vielmehr müssen bestimmte Voraussetzungen, wie z.B. Netzzugang oder Genehmigungsverfahren mit berücksichtigt werden. Ein Versuch, die Gesamtfördersituation der einzelnen Länder vergleichbar zu machen, wurde vom WWF unternommen.¹⁶⁹ Dabei wurde Litauen und der Tschechischen Republik das beste Förderumfeld attestiert, während Slowenien das schlechteste Zeugnis erhielt.

¹⁶⁹ WWF, 2004, S. 8.

Tabelle 5–7

WWF-Indikator für das Förderumfeld für Erneuerbare Energien in NMK

Land Indikator	Ziel	Definition von RES	Förderung	Netzzugang	Genehmigungs- verfahren
Litauen 13 von 20	2 von 4 Pkt.	nicht EU-konform 1 von 4 Pkt.	Einspeisetarife 4 von 4 Pkt.	bevorzugter Netzzugang 3 von 4 Pkt.	angemessen 3 von 4 Pkt.
Tschech. Rep. 13 von 20	ambitioniert, aber nicht bindend 3 von 4 Pkt.	EU-konform 4 von 4 Pkt.	Einspeisetarife (nur kurzfristig garantiert) 2 von 4 Pkt.	bevorzugter Netzzugang 3 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.
Polen 11 von 20	nationale Ziele sind geringer als die fordernden EU Ziele 3 von 4 Pkt.	EU-konform 4 von 4 Pkt.	Quotensystem mit hohen Quoten aber geringen Sanktionen 2 von 4 Pkt.	kein bevor- zugter Zu- gang 1 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.
Slowakei 10 von 20	keine nationalen Ziele, nicht EU konform 1 von 4 Pkt.	EU-konform (kein Biogas) 4 von 4 Pkt.	geringe technologie- unabhängige Einspeisetarife, attraktive Investitionsförderung 2 von 4 Pkt.	Abnahme- verpflichtung 3 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.
Estland 10 von 20	keine bindenden Ziele 1 von 4 Pkt.	EU-konform 3 von 4 Pkt.	geringe Einspeisetarife 2 von 4 Pkt.	kein bevor- zugter Zugang 1 von 4 Pkt.	angemessen 3 von 4 Pkt.
Ungarn 10 von 20	zu kleine Ziele 1 von 4 Pkt.	EU-konform 4 von 4 Pkt.	geringe technologie- unabhängige Einspeisetarife 2 von 4 Pkt.	kein bevor- zugter Zugang 2 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.
Lettland 10 von 20	jährliche Quoten sind zu gering 1 von 4 Pkt.	EU-konform 3 von 4 Pkt.	geringe Einspeisetarife 2 von 4 Pkt.	bevorzugter Zugang für KWK 3 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.
Slowenien 8 von 20	zu kleine Ziele 2 von 4 Pkt.	Müllverbrennung in den Einspeise- vergütungen 1 von 4 Pkt.	Einspeisetarife machen lediglich Windenergie wettbewerbsfähig 3 von 4 Pkt.	kein bevor- zugter Zugang 1 von 4 Pkt.	kompliziert 1 von 4 Pkt.

Quelle: WWF: The Eastern Promise. 2004.

Jeder Indikator (Ziel, Definition von RES, Förderung, Netzzugang, Genehmigungsverfahren) kann einen Wert von 1 (schlechtester) bis 4 (bester) Punkten annehmen. Die Gesamtpunktzahl eines Landes ergibt sich aus der Summe der ungewichteten Einzelpunkte und kann Werte zwischen 5 (schlechtester) und 20 (bester) annehmen.

Wie nicht anders zu erwarten, haben die vergleichsweise moderaten Förderanstrengungen der NMK in den letzten Jahren keinen signifikanten Anstieg der Ökostromerzeugung bewirkt. Um die gesetzten Ziele bis 2010 zu erreichen, werden die NMK daher ihre Förderanstrengungen noch deutlich erhöhen müssen. Die EU Integration wird dann auch in diesem Bereich zu einer Annäherung der Energiekosten zwischen Deutschland und den NMK beitragen; das setzt allerdings voraus, dass Deutschland künftig beim Ausbau regenerativer Energien nicht mehr und teurere Maßnahmen ergreift als andere Länder.

5.1.5 Klimaschutzziele

Die CO₂-Emissionen der neuen EU-Mitgliedsländer waren im Jahr 2000 mit 1,9 Tonnen pro tausend Dollar Bruttoinlandsprodukt, im Vergleich zu den 0,3 Tonnen pro tausend Dollar in der EU-15, überproportional hoch.¹⁷⁰ Ein Grund dafür war die Stromerzeugungsstruktur: In den neuen EU-Mitgliedsländern werden fast drei Viertel der elektrischen Energie in thermischen Kraftwerken produziert.¹⁷¹ Dennoch stellen die im Kyoto-Vertrag festgelegten Emissionsobergrenzen für die NMK in absehbarer Zeit keine Restriktion dar, da sich die vereinbarten Reduktionen auf das Basisjahr 1990 beziehen, in welchem der Kohlendioxidausstoß in diesen Ländern aufgrund der sozialistischen Industriestruktur erheblich über dem heutigen Niveau lag. Im Rahmen des europäischen Emissionshandelssystems¹⁷² werden also die meisten neuen Mitgliedsstaaten eher zu den Verkäufern von Emissionsrechten zählen. Gleichwohl bedurfte die Einigung über die nationalen Allokationspläne (NAP), welche die kostenlose Anfangsausstattung der einzelnen Emittenten mit Zertifikaten festlegt, einer längeren Diskussion. So wurde der polnische NAP am 10. März nur unter der Bedingung von der Kommission angenommen, dass die Zahl der Emissionsrechte in der ersten Periode um 16,5 % (das entspricht 140 Mill. Tonnen) gekürzt wird. Dies ist die größte gegenüber den ursprünglichen Plänen eines Mitgliedslandes durchgesetzte Reduzierung der auszugebenden Rechte. Am 12.

¹⁷⁰ Siehe Tabelle 2–1.

¹⁷¹ VEÖ, 2002.

¹⁷² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. vom 25. Oktober 2003, L 275/32) und Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (ABl. vom 13. November 2004, L 338/18).

April 2005 stimmte die EU auch dem tschechischen NAP unter der Bedingung zu, dass die Menge der Emissionsrechte für den Zeitraum 2005-2007 um 9,4 % gekürzt wird.¹⁷³

Diese Anfangsausstattungen der einzelnen Länder spielen allerdings für die Stromerzeugungskosten keine große Rolle, da die zum Kohlendioxidausstoß berechtigenden Zertifikate gehandelt werden können. Somit werden die Preise für diese Rechte überall in Europa identisch sein und folglich verursachen Kohlendioxidemissionen in NMK die gleichen Kosten je Tonne CO₂ wie in Deutschland. Obwohl, wie gezeigt, die spezifischen Emissionskosten überall in Europa identisch sein werden, kann es aufgrund des Emissionshandels zu relativen Veränderungen des Strompreisniveaus in den Mitgliedsländern kommen. So werden die Erzeugungskosten in den Ländern umso stärker steigen, je größer der Anteil fossiler Energieträger an der Stromgewinnung ist. Daher ist zu erwarten, dass die polnischen Gestehungskosten stärker anziehen werden als die deutschen oder tschechischen. Aus dieser Überlegung lassen sich allerdings nicht direkt Preisverschiebungen zwischen den Ländern ableiten. Da der Großhandelspreis theoretisch vom letzten Kraftwerk bestimmt wird, welches zur Nachfragebefriedigung angefahren werden muss, hängt der nationale Preis letztlich von den Erzeugungskosten dieses Produzenten ab. Die Einbeziehung von Emissionskosten verändert nicht nur die Kosten der einzelnen Anbieter, sondern möglicherweise auch die Reihenfolge, in welcher die einzelnen Kraftwerke abgerufen werden (Merit Order).

Während bei statischer Betrachtung die ursprüngliche Allokation von Emissionsrechten nur von begrenzter Bedeutung ist und unterschiedliche nationale Ausgestaltungen insofern geringe Auswirkungen haben, ergibt sich bei dynamischer Betrachtung ein anderes Urteil. Vor allem unterschiedliche Zuteilungsregeln für Alt- und Neuanlagen, eine unterschiedliche Behandlung von Stilllegungen bzw. von Anlagen je nach den eingesetzten Brennstoffen führen zu strategischem Verhalten der betroffenen Unternehmen und zu Wettbewerbsverzerrungen. So ist die häufige Benachteiligung von Neuanlagen – diese erhalten meist nur die Anzahl kostenloser Zertifikate, welche für moderne Anlagen gebraucht werden, während die Zertifikatanzahl für Altanlagen sich in den meisten Mitgliedsstaaten an deren hohen historischen Emissionen orientiert – mit einer Markteintrittsbarriere gleichzusetzen. Auch können Mitgliedsstaaten einzelnen Firmen durch die Überausstattung mit geldwerten Emissionsrechten eine indirekte Subvention zukommen lassen. Neben den kurzfristig sichtbaren Preisverschie-

¹⁷³ ACIDRAIN (2005).

bungen durch den Emissionshandel beeinflusst die konkrete Ausgestaltung der nationalen Allokationspläne daher auch die langfristigen Standort- und Brennstoffentscheidungen bei Kraftwerksinvestitionen. Durch Harmonisierung der Zuteilungsregeln innerhalb der EU könnten dadurch bedingte Wettbewerbsverzerrungen reduziert werden. Eine detaillierte Auswertung der NAP in Bezug auf die Auswirkungen derselben auf Strompreise und -wettbewerb liegt noch nicht vor. Zumal auch von Rückkopplungseffekten der CO₂-Preise auf die Energie- rohstoffpreise ausgegangen werden muss und oligopolistische Strukturen die Effekte verzerren können, ist eine Schätzung der Auswirkungen auf das internationale Strompreisgefüge schwierig. Eine grobe Abschätzung wird im Rahmen dieser Studie mit dem EMELIE-Modell in Abschnitt 6.3.3 durchgeführt.

Tabelle 5–8

Reduktion der CO₂-Emissionen: Kyoto-Ziele und Prognosen basierend auf aktuellen und geplanten Maßnahmen

	Kyoto-Ziel (bzgl. Basisjahr)	Prognose für 2010 (bzgl. Basisjahr)	Differenz zwischen Prognose und Ziel (bzgl. Basisjahr)	CO ₂ -Emissionen des Energiesektors 2002
	%	%	%-Punkte	1000 Tonnen
Bulgarien	-8.0			26.496
Tschech. Rep.	-8.0	-30.0	-22.0	57.729
Estland	-8.0	-56.6	-48.6	13.911
Ungarn	-6.0	-6.0	+0.0	19.680
Lettland	-8.0	-58.2	-50.2	2.467
Litauen	-8.0	-43.3	-35.3	5.086
Polen	-6.0	-12.1	-6.1	
Rumänien	-8.0			49.972
Slowakei	-8.0	-26.6	-18.6	12.797
Slowenien	-8.0	+4.0	+12.0	6.402
Deutschland	-21.0	-19.7	+1.3	356.788
EU	-8.0			1.146.183
Quelle: UNFCC (2004): Synthesis and assessment report on the greenhouse gas inventories submitted in 2004. United Nations Framework Convention on Climate Change. FCCC/WEB/SAI/2004. Europäische Umweltagentur (2004).				

5.2 Kostendifferenzen in der Energiegewinnung und deren Konsequenzen

Das Wichtigste in Kürze

Die neuen Mitgliedsländer einschließlich Bulgarien und Rumänien (NMK) sind mit Energie-ressourcen insgesamt nicht besser ausgestattet als Deutschland, einen Wettbewerbsvorteil könnten sie allenfalls aufgrund ihrer niedrigeren Arbeitskosten sowie aufgrund niedriger Umweltschutzkosten erlangen. Die Energiewirtschaft ist insgesamt durch einen besonders großen Anteil der Kapitalkosten gekennzeichnet, noch relativ hohe Arbeitskosten hat insbesondere der Kohlenbergbau.

Die deutschen Braunkohlentagebaue sind international konkurrenzfähig. Es ist zwar nicht auszuschließen, dass einzelne Tagebaue in Osteuropa aufgrund deutlich niedrigerer Arbeitskosten noch geringere Produktionskosten haben, Risiken für den deutschen Braunkohlenbergbau entstehen dadurch allerdings aufgrund begrenzter Stromtransportkapazitäten und eines steigenden Eigenbedarfs in den betreffenden Ländern kaum.

Die Steinkohlengewinnung in Deutschland ist aufgrund sehr hoher Kosten bekanntlich nicht konkurrenzfähig. Mit dem Abbau der Subventionen wird in den kommenden Jahren auch die Steinkohlengewinnung weiter sinken.

Für die Mineralölraffinerien in Deutschland bietet die Öffnung der Märkte in den NMK die Chance, in den Nachbarländern Märkte zu gewinnen und so die langfristig rückläufige Mineralölnachfrage in Deutschland zu kompensieren. Die Raffinerien in den neuen Mitgliedsländern sind in den letzten Jahren allerdings mit großem Aufwand modernisiert worden, und in einzelnen Ländern sind Kapazitätserweiterungen in Planung bzw. im Bau. Es ist daher nicht ausgeschlossen, dass der deutschen Mineralölwirtschaft in diesen Ländern langfristig eine ernsthafte Konkurrenz erwächst.

Die hohen Kosten für den Transport von Strom im Vergleich zum Transport von Primärenergieträgern sprechen dafür, dass auch künftig nur ein geringer Teil des Strombedarfs importiert wird. Bei hohen Preisen für CO₂-Emissionszertifikaten steigt der Kostenvorteil von Kernkraftwerken gegenüber Kohle- und Erdgaskraftwerken auf ein Niveau, das den Bau von Hochspannungsleitungen wirtschaftlich macht. Bei einem Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland könnte es daher zu erhöhten Stromimporten Deutschlands kommen.

5.2.1 Einleitung

Die osteuropäischen Mitglieds- und Kandidatenländer der EU sind im Vergleich zu Deutschland insgesamt nicht besser mit Energieressourcen ausgestattet und decken ihren Erdöl- und Erdgasbedarf ebenfalls in großem Umfang mit Importen. In einigen Ländern sind – wie auch in Deutschland – große Braunkohlen-, in Polen auch erhebliche Steinkohlenressourcen verfügbar. Braunkohlen werden in einigen Tagebauen in Polen und in der Tschechischen Republik sehr kostengünstig gewonnen. Da die Arbeitskosten in Deutschland einen erheblichen Anteil an den Kosten der Braunkohलगewinnung haben – bei der Vattenfall Europe Mining AG in 2003 etwa 30 % – ist nicht ausgeschlossen, dass einzelne Tagebaue in Polen oder der Tschechischen Republik trotz einer schlechteren maschinellen Ausrüstung derzeit kostengünstiger produzieren als große Tagebaue in Deutschland. Angaben der Kraftwerksbetreiber zu den Kosten der Braunkohlen in der Tschechischen Republik im Rahmen einer IEA-Studie zu Stromerzeugungskosten – Angaben für Polen werden leider nicht gemacht – sprechen aber eher dafür, dass die deutschen Tagebaue insgesamt äußerst wettbewerbsfähig sind.¹⁷⁴ Gegen eine Gefährdung der deutschen Braunkohlenstandorte spricht auch, dass Braunkohle wegen ihres hohen Wassergehaltes nicht über größere Strecken wirtschaftlich transportiert werden kann, dass sich die Löhne in Ost- und Westeuropa längerfristig aneinander annähern und dass der Einsatz von Braunkohle in allen betrachteten Ländern wegen der Erschöpfung einiger Lagerstätten und wegen ökologischer Restriktionen ohnehin langfristig zurückgeht.

Deutschland importiert traditionell in erheblichem Umfang Steinkohle aus Polen. Wegen der Nähe vor allem des oberschlesischen Kohlenreviers zu Deutschland sind die Transportkosten relativ gering. Im Folgenden wird daher kurz analysiert, inwieweit die Produktivität des polnischen Steinkohlenbergbaus ausreicht, um künftig zusätzliche Marktanteile in Deutschland gewinnen können.

Die Erdölgewinnung reicht in keinem der betrachteten Länder aus, um den eigenen Bedarf zu decken. Unabhängig davon ist denkbar, dass einzelne Länder bei der Verarbeitung von Mineralöl einen Wettbewerbsvorteil haben. Im Folgenden wird daher geprüft, ob in Deutschland aufgrund erhöhter Umweltauforderungen ein Wettbewerbsnachteil für die Raffinerien besteht.

¹⁷⁴ Für ein Braunkohlenkraftwerk in der Tschechischen Republik werden von der IEA für 2010 Kosten für Braunkohlen von 1,9 USD/GJ im Vergleich zu 1,1 GJ für ein Braunkohlenkraftwerk in Deutschland angegeben (IEA, 2005).

Die betrachteten Länder sind ebenso wie Deutschland auf Erdgasimporte angewiesen. Die Integration der Erdgaswirtschaften Osteuropas trägt vor allem dazu bei, dass die neuen Mitgliedsländer ihre Bezugsquellen diversifizieren und so ihre Abhängigkeit von Russland mindern können. Für Deutschland verbessert sich mit der Integration der osteuropäischen Länder die Sicherheit seiner Transportwege für Erdgas.

Die Kosten für den Transport von Erdgas über große Entfernungen sind geringer als der Transport von Strom, daher macht es keinen Sinn, in osteuropäischen Nachbarländern auf Erdgasbasis Kraftwerke zu bauen, um den Strom nach Deutschland zu transportieren.

Wegen der relativ geringen fossilen Energieressourcen und des begrenzten Potentials regenerativer Energien in den meisten neuen Mitgliedsländern und in den beiden betrachteten Kandidatenländern erscheint es unwahrscheinlich, dass Deutschland künftig seine Stromimporte aus diesen Ländern in großem Maßstab erhöht. Eine solche Entwicklung könnte allenfalls eintreten, wenn Deutschland auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet, während diese Technik in den östlichen Nachbarländern stark ausgebaut wird und gleichzeitig die Preise für CO₂-Emissionsrechte stark anziehen.

5.2.2 Wettbewerbsfähigkeit der polnischen Steinkohle

Im Verlauf der 90er Jahre wurden in den mittel- und osteuropäischen Ländern Maßnahmen zur Restrukturierung des Steinkohlesektors eingeleitet. Nach Angaben des World Economic Council (2000) ist dadurch in diesen Ländern die Anzahl der Zechen und die Steinkohleproduktion um jeweils etwa ein Fünftel gesunken.¹⁷⁵ Die Zahl der Beschäftigten halbierte sich sogar. Damit verbunden hat sich zwischen 1990 und 1998 rechnerisch die Produktivität im Steinkohlektor Osteuropas deutlich erhöht, der internationale Stand mit im Durchschnitt 7686 t/Beschäftigten/ Jahr wurde aber bei weitem nicht erreicht.

Wird die Produktivitätsentwicklung in Polen seit 1990 mit derjenigen in wichtigen Produzentenländern verglichen, so wird deutlich, dass die Fortschritte in Polen relativ gering waren. Vor allem von 1990 bis 1998 stieg die Produktivität um nur etwa 20 %, während sich die Produktivität des Steinkohlebergbaus in Großbritannien nahezu Verdreifachte und in den wichtigsten Produzentenländern nahezu eine Verdoppelung erreicht wurde. In den Folgejah-

¹⁷⁵ Die Zahl der Zechen hat sich im Laufe der 90er Jahre in Polen von 70 auf 41 verringert, in Ungarn von 41 auf 11, in der Tschechischen Republik von 47 auf 16 und in Rumänien von 100 auf 33.

ren haben sich allerdings die Produktivitätssteigerungen in Polen erhöht (1998 bis 2002 + 42 %) während sie in Großbritannien sank (um 9 %).

Mit fast 730 t/Beschäftigten übertraf der polnische Steinkohlenbergbau in 2002 zwar den deutschen Wert.¹⁷⁶ Ein deutlicher Abstand besteht indes zu Großbritannien, das 2002 mit 2825 t/Beschäftigten die höchste Produktivität in europäischen Steinkohlebergbau hatte. Die Produktivität der Konkurrenten in Australien und den USA war 1999 rund zwanzig mal und in 2002 noch rund sechzehn mal größer.¹⁷⁷

¹⁷⁶ Die Produktivität im deutschen Steinkohlesektor belief sich 2002 auf 536 t/Beschäftigten (inkl. Beschäftigte in Kokereien). Vgl. auch IEA 2003, I.210.

¹⁷⁷ Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass aufgrund unterschiedlicher nationaler Erhebungs- und Berechnungsmethoden für Produktion und Beschäftigung die Produktivitätsvergleiche eingeschränkt aussagefähig sind.

Tabelle 5–9

Produktion, Beschäftigte und Produktivität im Steinkohlenbergbau ausgewählter Länder

	1990	1995	1997	1998	1999	2000	2001	2002e
Produktion in Millionen Tonnen								
Australien	163,0	192,8	216,9	219,5	238,2	245,5	265,5	273,6
Kanada	64,4	75,0	78,7	75,4	72,5	69,2	70,4	66,6
China	1050,7	1313,0	1325,0	1305,5	1238,3	1231,2	1237,9	1326,0
Kolumbien	13,3	13,5	15,4	15,8	17,8	19,4	22,7	17,6
Deutschland	69,8	53,2	46,5	41,3	39,2	33,3	27,9	26,1
Südafrika	174,8	206,2	220,1	223,0	223,5	224,2	225,9	223,0
Großbritannien	75,0	51,0	31,0	26,0	22,5	19,1	19,6	19,5
USA	853,7	858,6	910,5	936,0	919,2	895,2	951,2	916,7
Polen	147,5	136,2	137,1	115,1	109,3	102,2	103,3	102,1
Russland					249,0	256,0		
Beschäftigte in 1000 Personen								
Australien	28,7	25,6	25,1	21,0	19,4	18,6	19,5	21,2
Kanada	11,0	9,1	8,9	8,0	6,6	5,9		
China	5464,0	3308,0	3157,0	2628,0	4289,0	4050,0		
Kolumbien	5,2	3,9	3,8	3,4	3,3			
Deutschland	130,3	92,6	78,1	71,8	66,4	58,1	52,6	48,7
Südafrika	84,3	61,5	57,2	58,5	54,5		44,4	47,1
Großbritannien	65,0	9,5	9,3	8,1	7,7	7,2	7,4	6,9
USA	119,0	81,0	73,0	73,0	69,0	63,0	67,0	71,7
Polen	369,0	275,0	244,0	225,0	188,0	160,0	146,0	140,0
Russland					205,0	197,0		
Produktivität in 1000 t/Mann-Jahr								
Australien	5,7	7,5	8,6	10,4	12,3	13,2	13,6	12,9
Kanada	5,9	8,2	8,8	9,4	11,0	11,7		
China	0,192	0,406	0,420	0,497	0,289	0,304		
Kolumbien	2,6	3,5	4,1	4,7	5,4			
Deutschland	0,536	0,575	0,595	0,575	0,590	0,573	0,530	0,536
Südafrika	2,07	3,35	3,85	3,81	4,10	5,27	5,09	4,74
Großbritannien	1,154	3,900	3,333	3,210	2,914	2,636	2,657	2,825
USA	7,2	10,6	12,5	12,8	13,3	14,2	14,2	12,8
Polen	0,400	0,495	0,562	0,512	0,582	0,639	0,707	0,729
Russland					1,2	1,3		
Quelle: International Energy Agency, Coal Information, Part I, Paris 2003.								

Die Lohnkosten beliefen sich im Jahr 2000 in Australien auf 3,41 US-\$/t, in Kanada auf 3,6 US-\$/t (2000), in den USA auf 3,11 US-\$/t und in Südafrika auf 2,22 US-\$/t. Die Kosten sind in diesen Ländern in den vergangenen Jahren gesunken. Für Polen wurden nur für einzelne Jahre Arbeitskosten ermittelt. Zuletzt wurden die Arbeitskosten für 1999 mit 16,5 US-\$/t angegeben¹⁷⁸. Für Deutschland liegen seit 1998 keine Angaben mehr vor; 1997 betrugen die Kosten 26,9 US-\$/t. Sie lagen damit deutlich über den Kosten der anderen Anbieter.

¹⁷⁸ Mitte der 90er Jahre waren es noch 19,38 US-\$/t.

Setzt man die Produktivitätswerte in Relation zu den angegebenen Lohnkosten (Produktivität * Lohnkosten je Tonne), so ergeben sich im Jahr 2000 Lohnkosten von 42.200 US-\$/Mannjahr in Kanada und 45.000 US-\$/Mannjahr in den USA. In Polen lag dieser Wert 1999 unter 10.000 US-\$/Mannjahr. Zu diesem Zeitpunkt lagen die Lohnkosten je Mannjahr in Polen also bei etwa einem Viertel der Lohnkosten in den wichtigen konkurrierenden Kohleexportländern; der Rückstand bei der Produktivität war im Vergleich zu den USA und Australien mit über einem Zwanzigstel deutlich größer.

Die Angaben zu den Produktionskosten der polnischen Steinkohlenproduzenten reichen für das Jahr 2003 von 138 Zloty (Kompania Weglowa S.A.) bis 178 Zloty (JSW S.A.), das entspricht zu aktuellen Wechselkursen etwa 40 bis 52 US-\$/Tonne. Etwa die Hälfte dieser Kosten entfiel auf den Faktor Arbeit (Ministry of Economy, 27. April 2004). Ausgehend von einer Produktivität von 730 Tonnen pro Mannjahr ergeben sich demnach Lohnkosten von 15.000 bis 18.000 US-\$/Mannjahr. Im Vergleich zu 1999 mit knapp 10.000 US-\$/Mannjahr sind die Lohnkosten in Polen in den letzten Jahren demnach bereits erheblich gestiegen und liegen derzeit nur noch knapp ein Drittel unter den Lohnkosten in den konkurrierenden Industrieländern (Australien, Großbritannien, USA).

Aktuell decken, wegen der stark gestiegenen Kohlenpreise und wegen der niedrigen Löhne, die Erlöse die Kosten. Ob dies künftig bei geringeren Steinkohlenpreisen und steigenden Löhnen noch der Fall sein wird, hängt von der künftigen Entwicklung der Produktivität ab. Bei den Löhnen in Polen ist bei anhaltend hohem Wachstum langfristig mit einer weiteren Annäherung an den Stand in den Industrieländern zu rechnen. Demgegenüber dürfte es bei Aufrechterhaltung des derzeitigen Produktionsniveaus künftig eher schwierig sein, die Produktivität ausreichend stark zu steigern, um den Anstieg der Lohnkosten zu kompensieren. In wichtigen Konkurrenzländern – vor allem in den USA – werden demgegenüber auch für die kommenden Jahre deutlichen Produktivitätssteigerungen erwartet.¹⁷⁹

¹⁷⁹ Die Ursachen für die starken Produktivitätssteigerungen in den USA bis Mitte der neunziger Jahre hat Joel Darmstadter (1997) untersucht. Ein entscheidender Faktor für den kräftigen Produktivitätsanstieg in der zweiten Hälfte der achtziger Jahre war, dass auch aufgrund der Mitte der achtziger Jahre gesunkenen Preise für Kohlen auf den Weltmärkten Auswüchse bei den Regulierungen zurückgeschnitten wurden und die Zahl der Streiktage sich normalisierte. In den neunziger Jahren trug vor allem der steigende Anteil der Kohलगewinnung im kostengünstigen Tagebau, eine verstärkte Nutzung der Langwall-Technologie im Untertagebau und die Konzentration der Kohलगewinnung auf besonders produktive und große Gruben zu Produktivitätssteigerungen bei. Diese Skalenerträge beschränkten sich allerdings auf die im Tagebau betriebene Kohलगewinnung. Dort steigt die Arbeitsproduktivität mit der Größe der Gruben und damit mit der Produktion. Hier werden weitere Steigerungen erwartet, so dass die Produktivität der Kohलगewinnung zumindest bis 2020 weiter – wenn auch auf 2 bis 3 % pro Jahr verlangsamt – steigen dürfte. Die übrigen Kohleexportländern würden durch eine solche Entwicklung in

Insgesamt ergibt sich aus den dargestellten Daten, dass die polnische Kohle bei den derzeit hohen Preisen auf den Weltenergiemärkten rentabel gewonnen und nach Deutschland exportiert werden kann. Bei einem Rückgang der Preise – die IEA unterstellt im aktuellen World Energy Outlook für das Jahr 2010 Kohleimportpreise in der EU von 40 US\$/Tonne – dürften die polnischen Produzenten jedoch wieder unter einen starken Druck geraten.

Aufgrund der hohen Lohnkosten und der geringen Produktivität ist die Steinkohlegewinnung in Deutschland nicht konkurrenzfähig – auch nicht im Vergleich zur polnischen Konkurrenz; das Niveau der deutschen Steinkohlegewinnung – und damit auch der Steinkohleimporte – hängt daher von der Höhe der Subventionen ab. Begründet werden diese Subventionen seit Jahrzehnten mit Sicherheitsargumenten.

5.2.3 Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Mineralölindustrie

Die Bundesrepublik Deutschland ist wegen ihrer zentralen Lage und ihrem großen Markt ein attraktiver Standort für die Mineralölwirtschaft. Für Raffinerien ist nach dem Kapital Energie der wichtigste Kostenfaktor. Die Energiekosten sind in Deutschland im internationalen Vergleich zwar hoch, da die Raffinerien in der Regel Rohöl bzw. die im Verarbeitungsprozess anfallenden Zwischenprodukte und schwer absetzbaren Restprodukte (schweres Heizöl) zur Unterfeuerung oder zur Stromerzeugung einsetzen, dürften die dadurch ausgelösten Wettbewerbsnachteile aber eher gering sein. Wegen der hohen Kapitalintensität schlagen die hohen Löhne in Deutschland nicht so stark zu Buche wie in arbeitsintensiven Branchen. Am ehesten könnten noch umweltpolitisch bedingte Mehrkosten eine Verlagerung der Produktion ins Ausland auslösen.

Die Mineralölindustrie in Deutschland musste in der Vergangenheit erheblich mehr in den Umweltschutz investieren als die meisten ihrer Konkurrenten, weil die Umweltpolitik in Deutschland eine Vorreiterrolle übernommen und in vielen Bereichen höhere Anforderungen gestellt hat als in den meisten Nachbarländern. Das hat sich im Jahr 2002 in Mehrkosten für die Raffinerien von durchschnittlich 0,4 Euro pro Tonne Rohöl niedergeschlagen.¹⁸⁰ Allerdings muss berücksichtigt werden, dass ein erheblicher Teil der Mehrkosten des Umweltschutzes, nämlich die Kosten für die Verbesserung der Produktqualitäten und für den ver-

den USA ebenfalls zu starken Produktivitätssteigerungen gezwungen. Allerdings ist das Potential besonders kostengünstiger Kohlenressourcen in den übrigen Ländern nicht so groß wie in den USA (Quenon, 1980).

¹⁸⁰ Horn, 2005.

stärkten Einsatz von Biokraftstoffen, durch steuerliche Begünstigungen der Produzenten voll oder teilweise ausgeglichen werden.

Aufgrund von neuen zusätzlichen Anforderungen könnte sich die Kostensituation von Raffinerien in Deutschland im Vergleich zu den übrigen betrachteten Ländern künftig noch verschlechtern. Insbesondere bei den Anforderungen zur Reduktion von VOC-Emissionen in den Raffinerien zeichnet sich erneut ein deutscher Sonderweg ab. Hier wird der Austausch von Dichtungen gefordert, obwohl dies nach Aussage der Fachleute dem Emissionsschutz mehr schaden als ihm dienen kann.¹⁸¹ Ohne solche Sonderleistungen könnte sich die Wettbewerbsposition der deutschen Mineralölindustrie künftig verbessern.

Nach Roland Berger¹⁸² erreichen bestehende komplexe Raffinerien eine ausreichende Verzinsung des investierten Kapitals bei Bruttomargen (Erlös aus dem Verkauf der wichtigsten Produkte minus Rohöleinstandskosten) von ungefähr 3 bis 4 US-Dollar je Barrel. Um den Ausbau von Raffineriekapazitäten rentabel zu machen, sind sogar Bruttomargen in der Größenordnung von 5 US-Dollar je Barrel notwendig. In den neunziger Jahren bis Ende 2003 lagen die Margen für komplexe Raffinerien in Nordwesteuropa (Brent cracking) in der Regel aber unter 2 US-Dollar je Barrel. Es ist den Unternehmen bis zur aktuellen Ölpreiskrise offenbar nicht gelungen, die steigenden Kosten des Umweltschutzes an die Kunden voll weiterzugeben oder/und die Preise für Rohöl entsprechend zu drücken. Dazu hat einerseits der intensive Wettbewerb auf den Produktmärkten, andererseits die starke Stellung der OPEC auf den Rohölmärkten beigetragen. Außerdem wurden strukturelle Überkapazitäten auf dem Raffinerie-sektor in Europa für die unzureichenden Margen verantwortlich gemacht. 2003 sind die Margen dann allerdings deutlich gestiegen.¹⁸³

Die Preisbildung in kapitalintensiven Branchen – dazu gehört auch die Mineralölindustrie¹⁸⁴ – ist starken Schwankungen unterworfen. So lange auf solchen Märkten Überkapazitäten vorhanden sind, werden die Preise durch die niedrigen variablen Kosten des Grenzanbieters bestimmt. Die meisten Produzenten können unter solchen Bedingungen ihre Kapitalkosten nicht oder nicht vollständig erwirtschaften, andere werden sich vom Markt zurückziehen oder ihre

¹⁸¹ Ebenda.

¹⁸² Roland Berger & Partner, 1997.

¹⁸³ Nach Ansicht des OMV geschah dies auch aufgrund der Umstellung der Treibstoffproduktion auf strengere Produktspezifikationen in der EU (OMV, 2003).

¹⁸⁴ Durch die Umweltschutzmaßnahmen wird die Kapitalintensität der Mineralölindustrie eher noch erhöht.

Kapazitäten reduzieren. Eine solche Reaktion kann auch durch zusätzliche Umweltschutzanforderungen ausgelöst werden.¹⁸⁵ Spätestens mit der deutlichen Verbesserung der Raffineriemargen im Jahr 2003 ist deutlich geworden, dass sich das Gleichgewicht auf den Ölmärkten zugunsten der Anbieter verschoben hat. Das könnte mittelfristig die Finanzierung von Umweltschutzinvestitionen erleichtern.

Kostendifferenzen im Raffineriesektor von durchschnittlich 0,4 bis 0,5 Euro je Tonne Rohöl-einsatz dürften allerdings kaum ausreichen, um die Verlagerung von Raffinerien ins Ausland und die dann höheren Kosten für den Transport der Produkte zu den weiter entfernten Verbrauchern zu rechtfertigen.¹⁸⁶ Außerdem müssten zur Verdrängung der bestehenden deutschen Raffinerien deren variablen Kosten unterboten werden, die durch umweltpolitische Maßnahmen – wenn von der Einführung von CO₂-Emissionsrechten abgesehen wird – deutlich weniger erhöht werden als die Kapitalkosten. Angesichts der aktuell knappen Raffineriekapazitäten erscheint die Stilllegung einer Raffinerie in Deutschland derzeit nicht wahrscheinlich. Mit dem Rückgang des Benzinbedarfs in Deutschland werden deutsche Raffinerien allerdings künftig gezwungen, einen zunehmenden Anteil ihrer Benzinproduktion auf ausländischen Märkten abzusetzen. In diesem Fall erhöhen Transportkosten die aufgrund von umweltschutzbedingten Mehrkosten bestehenden Wettbewerbsnachteile noch.

Für Raffinerien in Deutschland (vor allem für die Raffinerien in Schwedt und Leuna) ergibt sich durch die Öffnung dieser Länder die Chance, Marktanteile in grenznahen Gebieten in Polen bzw. der Tschechischen Republik zu gewinnen. Diese Chance ist – wie der Außenhandelsüberschuss bei Mineralölprodukten gegenüber Polen zeigt (vgl. Kapitel 2.6.3) – bereits genutzt worden, langfristig könnte der künftig zu erwartende Rückgang des Absatzes in Deutschland durch steigende Exporte in die östlichen Nachbarländer zum Teil kompensiert werden.¹⁸⁷ Allerdings strebt insbesondere Polen einen möglichst hohen Grad der Eigenversorgung an und baut seine Verarbeitungskapazitäten entsprechend aus. Auch die Raffinerien in

¹⁸⁵ Inwieweit die aktuellen Angebotsverknappungen auf den internationalen Produktmärkten damit teilweise erklärt werden können, kann hier nicht untersucht werden.

¹⁸⁶ Die Kosten für den Transport von Rohöl per Pipeline aus Rotterdam nach Wesseling werden mit drei bis vier Euro je Tonne angegeben, der Transport von Produkten per Eisenbahnkesselwagen ist neun mal so teuer, per Straßentankwagen 30 mal so teuer.

¹⁸⁷ Das könnte auch dadurch begünstigt werden, dass die deutschen Raffinerien künftig wegen überschüssiger Kapazitäten auf Grenzkostenbasis kalkulieren können, während ihre Konkurrenten zur Deckung des steigenden Bedarfs ihre Kapazitäten ausbauen und dementsprechend mit Vollkosten kalkulieren müssen.

anderen osteuropäischen Ländern – etwa in der Tschechischen und der Slowakischen Republik – können künftig zu ernsthaften Wettbewerbern für die deutschen Raffinerien werden.

6 Internationaler Stromhandel

6.1 Die aktuelle Praxis bei der Vergabe von Übertragungskapazitäten in Ost-Mitteleuropa

Das Wichtigste in Kürze

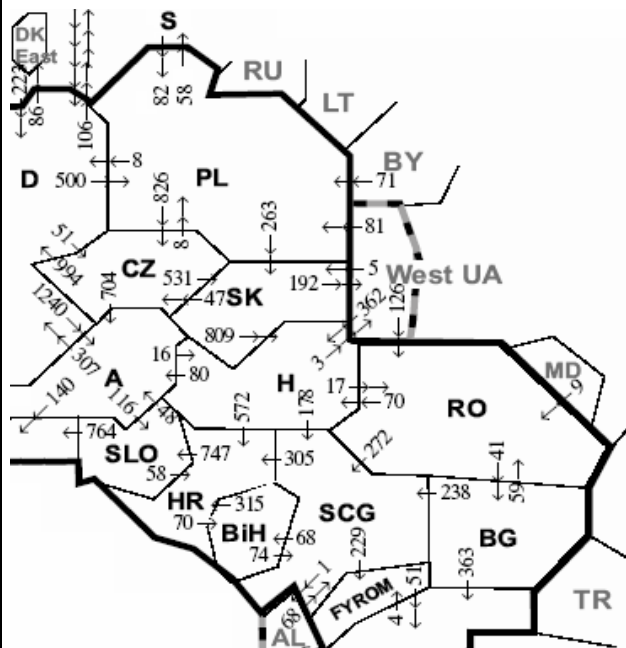
Zur Vergabe von Nutzungsrechten an grenzüberschreitenden Transportkapazitäten werden an vielen mittel-osteuropäischen Kuppelstellen Auktionen durchgeführt. Gegenüber dem Einsatz nicht marktorientierter Verfahren (z.B. First-Come-First-Served) stellt dies einen Fortschritt dar, allerdings könnten durch komplexere Verfahren (nodal pricing, market splitting, hybrid auctions) theoretisch größere Wohlfahrtsgewinne erzielt werden (vgl. auch Anhang 2). Die dynamische Effizienz von allen Vergabeverfahren hängt davon ab, dass die aufgrund von Kapazitätsengpässen erzielten Erlöse auch in den Ausbau der Transportkapazitäten investiert werden. Sollten lediglich die heutigen Planungen für den Netzausbau realisiert werden, sind größere Wohlfahrtsgewinne mit keinem Verfahren zu erzielen.

6.1.1 Überblick

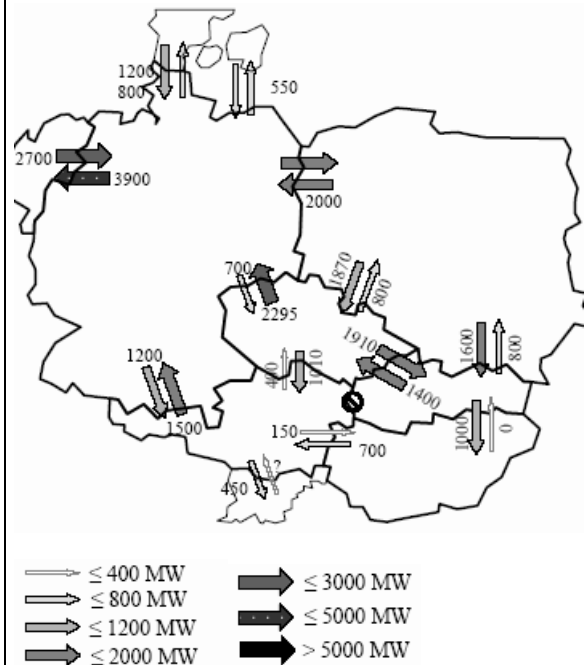
In diesem Abschnitt werden die in der Praxis angewandten Vergabeverfahren für grenzüberschreitende Übertragungsrechte an den Grenzen von Deutschland, Österreich, Polen, der Tschechischen Republik, der Slowakei, Ungarn, der Ukraine und Weißrussland vorgestellt. Dabei wird auf die vorgeschriebenen Regeln, aber auch auf den daraus resultierenden Handelsablauf eingegangen. In der Theorie diskutierte alternative Vergabeverfahren für Übertragungsrechte werden in Anhang 2 dargestellt.

Abbildung 6-1
Stromübertragung in Mittel- und Osteuropa

Physische Stromflüsse im Dezember 2004 in GWh



Nettotransferkapazitäten (NTC) in MW

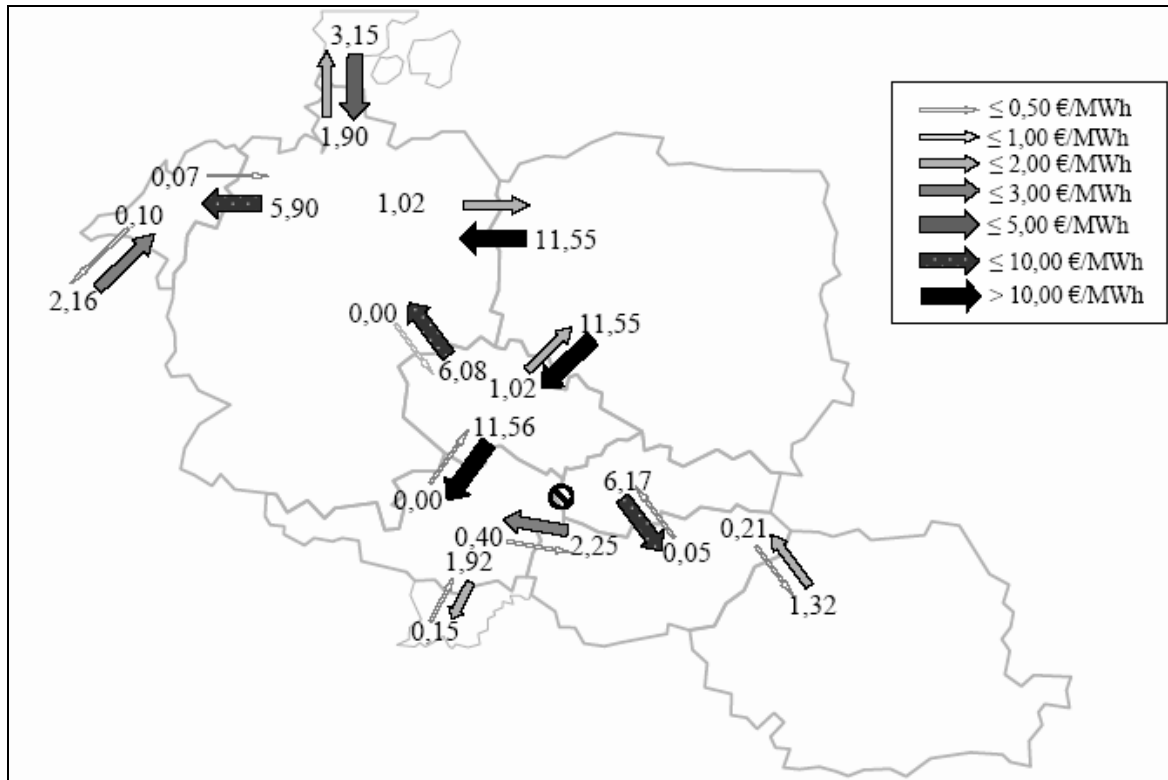


Quellen: UCTE (2005), EFET (2004).

Wie in Abbildung 6-1 zu erkennen ist, entsprechen die für den Stromhandel verfügbaren Nettotransferkapazitäten zwischen den alten und neuen Mitgliedsstaaten in Mitteleuropa etwa fünf GW. Verglichen mit der Nettokraftwerkskapazität in Deutschland im Jahr 2003 von 100 GW sind das 5 %. Zwar lässt sich aus dem direkten Vergleich der beiden Karten in Abbildung 6-1 ablesen, dass die annoncierten NTCs nicht in vollem Umfang ausgenutzt werden, doch ist dies nicht mit der grundsätzlichen Abwesenheit von Engpässen sondern nur mit der tageszeitlich schwankenden Nachfrage nach Transferkapazitäten zu erklären.

Abbildung 6-2

Stromübertragungskosten in Mittel- und Osteuropa – Resultate der jährlichen Auktionen für 2005 in Euro pro MWh



Quelle: Jeweilige Auktionsbüros.

Das Vorhandensein signifikanter Engpässe zwischen den alten und neuen Mitgliedsstaaten der EU in Mitteleuropa lässt sich sehr gut mit Abbildung 6-2 belegen. Wie man sieht, sind Stromhändler bereit, zwischen sechs und elf Euro für Stromtransporte von der Tschechischen Republik und Polen nach Deutschland und Österreich zu zahlen, bei durchschnittlichen Strompreisen von 40 bis 70 Euro in Wien (EEXA) und Leipzig (EEX) sind dies bis zu 27 % des möglichen Verkaufserlöses.

6.1.2 Die tschechisch-polnisch-deutsch koordinierten Auktionen

Seit November 2004 organisieren der polnischen Übertragungsnetzbetreiber Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE), der tschechische Übertragungsnetzbetreiber CEPS sowie der nordostdeutsche Übertragungsnetzbetreiber Vattenfall Europe Transmission (VE) koordinierte Auktionen für grenzüberschreitende Kapazitäten. Der süddeutsche Übertragungsnetzbetreiber E.ON, der ebenfalls über Übertragungskapazitäten in die Tschechische Republik verfügt, nimmt daran nicht teil, sondern organisiert eigene explizite Auktionen. Letztere sollen nicht Gegenstand dieses Abschnittes sein.

Der größte Teil der Stromtransportkapazitäten zwischen Deutschland, Polen und der Tschechischen Republik wird auf jährlicher und monatlicher Basis vergeben. Die Allokation erfolgt mittels koordinierter Auktionen, bei denen die zugelassenen Marktteilnehmer¹⁸⁸ für Kapazitätsbänder, also eine konstante Leistung in festgelegter Höhe über die gesamte Periode, bieten. Es ist den autorisierten Händlern allerdings erlaubt, tageweise Strombänder¹⁸⁹ untereinander weiterzuverkaufen. Die für die Auktion freigegebenen Transportmengen werden zuvor vom Auktionator festgelegt. Die Marktteilnehmer müssen die erworbenen Transportmengen in jedem Fall bezahlen, aber nicht unbedingt abrufen (take or pay). Die tatsächliche Nutzung der bei jährlichen und monatlichen Auktionen ersteigerten Kapazitäten muss den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern spätestens am Vortag um 8:00 Uhr mitgeteilt werden, damit diese eventuell nichtgenutzte Übertragungsrechte für tägliche Auktionen freigeben können.

Bisher existieren wenig praktische Erfahrungen mit den Mitte April 2005 gestarteten täglichen Auktionen. Es ist allerdings zu erwarten, dass diese aufgrund der Unsicherheiten weniger für die Allokation großer Strommengen als für die kurzfristige Anpassung der Handelspositionen der Händler genutzt werden. Letzteres ist allerdings für die Stromhändler von großer Bedeutung, da somit das von ihnen getragene Risiko sinkt. Die tatsächliche Nutzung der ersteigerten Kapazitäten zum grenzüberschreitenden Stromhandel ist allerdings noch an nationale Bedingungen geknüpft. So müssen Importeure in das Vattenfall Gebiet ein „balancing agreement“ mit Vattenfall haben, welches Händler unter anderem verpflichtet, eine Zustimmung für Importe bei Vattenfall einzuholen. Auch ist für die Benutzung der erworbenen grenzüberschreitenden Kapazitäten eine „I:I Notification“¹⁹⁰ vonnöten.

¹⁸⁸ Zur Zulassung sind Bankgarantien (5 Mill. Euro) notwendig.

¹⁸⁹ Wahrscheinlich ab 2005 auch stundenweise.

¹⁹⁰ Beim Handel zwischen den Übertragungsgebieten ÜG1 und ÜG2 muss die Stromübertragung doppelt angemeldet werden. Ein Händler A in ÜG1, der an Händler B in ÜG2 Strom liefern will, muss zunächst an sich selbst von ÜG1 an ÜG2 liefern, bevor er den Strom an den eigentlichen Adressaten in ÜG2 (Händler B) weiterliefern kann. Daher muss Händler A sowohl in ÜG1 als auch in ÜG2 einer Balancinggruppe angehören.

Tabelle 6–1

Auktionsergebnisse für die deutsch-polnisch-tschechische Grenze

Beteiligte Übertragungsnetze und Handelsrichtung	jährliche Auktion 2005			monatliche Auktion April 2005		
	Mengen in MW		Preis in Euro/MWh	Mengen in MW		Preis in Euro/MWh
	Angebot	Nachfrage		Angebot	Nachfrage	
Vattenfall (D) => PSE (PL)	500	0	1,02	120	0	1,00
PSE (PL) => Vattenfall (D)	800	480	11,55	580	205	8,85
PSE (PL) => CEPS (CZ)	100	0	11,55	150	136	2,80
CEPS (CZ) => PSE (PL)	800	80	1,02	720	50	1,00
CEPS (CZ) => Vattenfall (D)	1100	320	6,08	500	180	8,85
Vattenfall (D) =>CEPS (CZ)	400	282	0	218	205	0
Quelle: CEPS.						

Die in Tabelle 6–1 wiedergegebenen Preise der Auktionen weisen deutlich auf die vorhandenen Engpässe für den Import von Strom nach Deutschland aus seinen östlichen Nachbarn hin. Ähnliches gilt auch für den Stromhandel zwischen Österreich und der Tschechischen Republik. Solche Engpässe führen dazu, dass Außenhandel mit Strom nicht den Umfang erreichen kann, der aus wirtschaftlicher Sicht sinnvoll wäre und dass bei offenen Märkten vermeidbare Strompreisdifferenzen bestehen bleiben (vgl. Anhang 3). Eine Entspannung der Engpasssituation in den nächsten Jahren ist, obwohl die EU die benötigten Investitionsprojekte als prioritär einschätzt, in den nächsten Jahren unwahrscheinlich. Die UCTE erwartet, dass es bis 2015 nicht zu einer Steigerung der Übertragungskapazitäten zwischen dem UCTE-Kern und den Centrel-Staaten kommt.

Tabelle 6–2

Ergebnisse der jährlichen Kapazitätsauktionen an der Grenze Deutschlands und sonstiger NMK (ohne Polen und die Tschechische Republik) im Jahr 2005

Länder und Handelsrichtung	verfügbare Kapazität in MW	vergebene Kapazität in MW	Preis in €/MWh (bei Vollauslastung)
Ungarn = > Österreich	100	100	2,25
Österreich = > Ungarn	100	100	0,40
Kroatien = > Ungarn	50	50	0,13
Ungarn = > Kroatien	300	300	0,64
Slowakei = > Ungarn	200	200	6,17
Ungarn = > Slowakei	200	200	0,05
Serb. & Monten. = > Ungarn	50	50	0,76
Ungarn = > Serb. & Monten.	25	25	0,27
Rumänien = > Ungarn	50	50	1,32
Ungarn = > Rumänien	25	25	0,21
West Dänemark = > Deutschland	350	350	3,15
Deutschland = > West Dänemark	200	200	1,90
Belgien = > Niederlande	328	328	2,16
Niederlande = > Belgien	328	328	0,10
Deutschland = > Niederlande	356	356	5,90
Niederlande = > Deutschland	356	356	0,07
Deutschland = > Niederlande	216	216	5,92
Niederlande = > Deutschland	216	216	0,07
Slowenien = > Österreich	225	207	0,15
Österreich = > Slowenien	147	145	1,92
Tschech. Rep. => Österreich	50	50	11,56
Österreich = > Tschech. Rep.	600	330	0,00
Italien = > Österreich	50	50	0,00
Quelle: Marktbetreiber.			

6.1.3 Die Übertragungsrechteverteilung zwischen Ungarn, der Slowakei und Österreich

Die in diesem Abschnitt behandelten Kuppelstellen Ungarn-Österreich und Ungarn-Slowakei-Tschechische Republik sind nur indirekt für den Stromhandel mit Deutschland von Bedeutung. Da allerdings die deutsch-österreichischen Übertragungskapazitäten selten überlastet sind, sind die oben aufgeführten Kuppelstellen die eigentlichen Engpasspunkte für den deutschen Stromhandel mit Ungarn und der Slowakei.

Derzeit existieren für physische Stromtransporte zwischen Ungarn und Österreich eine 400 kV Leitung von Wien Südost/Neusiedl nach Győr und eine 2x220 kV Doppelleitung von Wien Südost nach Győr. Da diese Leitungen einen Engpass darstellen, werden die verfügba-

ren (nicht durch separate Verträge reservierten) Kapazitäten in monatlichen und jährlichen Auktionen vergeben. Diese Versteigerungen werden von der Wiener Börse (www.auction-office.at) seit 2005 organisiert. Noch im Laufe dieses Jahres soll darüber hinaus eine tägliche Auktion der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten für Einzelstunden des Folgetages vom ungarischen Übertragungsnetzbetreiber MAVIR eingerichtet werden. Obwohl die dazugehörige Website sowie die detaillierten Regeln¹⁹¹ bereits vorliegen, findet offensichtlich Mitte 2005 noch kein Handel statt.

Eine Hauptschwierigkeit für den ungarisch-österreichischen Stromhandel sind die nur begrenzt für Auktionen verfügbaren Kapazitäten (ATC – Available Transfer Capacity) der grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen. Diese ATC werden zum einen durch die in Langfristverträgen reservierten Kapazitätsbänder und zum anderen durch nationale Netzcharakteristika unter den theoretisch möglichen Wert der Übertragungsleitungen gesenkt. Die Langfristverträge stammen aus der Zeit der Privatisierung des ungarischen Strommarktes und sind aufgrund der Geheimhaltung dieser Verträge nicht einsehbar. Daher ist unklar, welche Größenordnung diese haben und wann sie auslaufen werden. Das Problem der innerstaatlichen Engpässe in Ungarn und Österreich (Schließung des österreichischen Ringes wird seit über 10 Jahren erwartet) wird dadurch verstärkt, dass österreichische Stromlieferungen nach Slowenien/Italien zu Ringflüssen durch das ungarische Netz führen.

Die Importabhängigkeit Ungarns sowie die begrenzten Übertragungskapazitäten machen es unserer Ansicht nach unwahrscheinlich, dass in mittlerer Zukunft (10 Jahre) größere Strommengen aus (bzw. durch) Ungarn über Österreich nach Deutschland eingeführt werden. Diese Situation würde sich nur ändern, wenn zum einen die Engpässe an der ungarisch-österreichischen Grenze (bzw. innerhalb der Staaten) massiv reduziert würden und zum anderen Ungarn entweder in großem Maßstab billige Erzeugungskapazitäten zubauen (unwahrscheinlich) oder seine Importfähigkeit aus Niedrigpreisländern (Slowakei, Ukraine, Rumänien) stark erhöhen würde.

Direkte Stromexporte aus der Slowakei nach Deutschland oder Österreich sind aufgrund nicht vorhandener direkter Übertragungsleitungen momentan nicht möglich.¹⁹² Während der Stromtransit durch die Tschechische Republik nach Deutschland bzw. Österreich aufgrund der

¹⁹¹ Stand der Regeln 16.11.2004.

¹⁹² Österreich verweigert den Bau einer direkten Übertragungsleitung in die Slowakei mit Hinweis auf die slowakische Atomenergiepolitik.

tschechischen Überkapazitäten und der daraus resultierenden konstanten Verstopfung der Übertragungsleitungen in die EU-15 Staaten so gut wie ausgeschlossen ist, exportiert die Slowakei größere Strommengen nach Ungarn. Momentan stehen dafür zwei 400 kV Leitungen – eine zwischen Göd und Levice sowie eine zwischen Győr und Gabčíkovo – zur Verfügung. Diese werden allerdings auch für die Ausfuhr polnischer und tschechischer Elektrizität verwendet und sind daher meist an der Kapazitätsgrenze. Die Vergabe von Übertragungsrechten zwischen der Slowakei und Ungarn erfolgt in monatlichen und jährlichen Auktionen, die jeweils von beiden Übertragungsnetzbetreibern durchgeführt werden. Dabei erhält jede Seite das Recht 50 % der ATC zu versteigern. Da diese Auktionen in beiden Staaten unterschiedlichen Regeln unterliegen, führt dieses Verfahren zu erhöhten Transaktionskosten für Stromhändler.¹⁹³ Wie an der österreichisch-ungarischen Grenze, ist ein bestimmter Teil der Übertragungskapazität für Langfristverträge reserviert und steht daher nicht für die Auktionen zur Verfügung. Planungen der Netzbetreiber für die Verringerung der Engpässe durch Zubau von Kapazitäten und effizientere Vergabe durch Einführung von täglichen Auktionen sind uns nicht bekannt. Allerdings plant E.ON den Bau einer weiteren grenzüberschreitenden Übertragungsleitung. Die technischen und administrativen Vorbereitungen hierfür sind allerdings noch nicht abgeschlossen. Besondere Aufmerksamkeit wurde hierbei der Frage gewidmet, wie der Zugang zu dieser neuen Hochspannungsleitung geregelt werden soll. Die von E.ON ursprünglich favorisierte Lösung, allein über die Vergabe der Kapazitäten zu bestimmen, wurde von der ungarischen Regulierungsbehörde abgelehnt, zumal E.ON die Baukosten in die kostenbasierende Regulierung seiner ungarischen Verteilungsnetzbeteiligungen mitberücksichtigt sehen wollte. Dennoch wird die Leitung wahrscheinlich von E.ON gebaut, allerdings soll der Zugang zu dieser von MAVIR (ungarische ISO) reguliert werden (TPA).

6.1.4 Exkurs: Stromhandel mit den nicht EU-Mitgliedsstaaten Weißrussland und Ukraine

Aufgrund ihrer Geschichte verfügen viele neue Mitgliedsländer und Kandidatenstaaten über große Übertragungskapazitäten in die Ukraine und nach Weißrussland. Die Stromversorgung der baltischen Staaten ist über den IPS/UPS-Stromverbund mit diesen Staaten synchron verbunden. Mit dem UCTE-Netz sind die Stromversorgungssysteme der Ukraine und Weißruss-

¹⁹³ So dürfen auf der jährlichen MAVIR Auktion erworbene Kapazitäten in die monatlichen Auktionen zurückgegeben werden, ohne dafür zu bezahlen. Dies ist mit bei SEPS Auktionen erworbenen Kapazitäten nicht möglich. Andererseits dürfen in Bratislava ersteigerte Kapazitäten OTC weiterverkauft werden, während ein Sekundärhandel mit bei MAVIR gekauften Übertragungsrechten nicht gestattet ist [EFET 2004].

lands dagegen nicht synchron verbunden, der Stromaustausch mit dessen Mitgliedern muss daher entweder im Insel- oder im Richtbetrieb erfolgen. In letzterem Modus wird eine 220 kV Leitung für den Stromhandel von Weißrussland mit Polen verwendet, wobei der weißrussische Strom in eine polnische Lastinsel, welche nicht mit dem UCTE Netz synchronisiert ist, übertragen wird. Allerdings waren verbindliche Informationen zum Ablauf der Transaktionen mit Weißrussland sowie die Methoden zur Behandlung eventuell auftretender Engpässe nicht zu erhalten.¹⁹⁴ Die Ukraine betreibt seit Ende 2003 eine beständig mit dem UCTE-System synchronisierte Insel, welche auch die von der UCTE geforderten „n-1 Kriterien“ erfüllt.¹⁹⁵ Die sogenannte „Burshtyn Wärmekraftwerk Insel“ umfasst ein Gebiet mit ca. 3 Mill. Einwohnern, das an Polen, Ungarn, Rumänien und die Slowakei grenzt und über sechs Hochspannungsverbindungen nach Rumänien, Ungarn und in die Slowakei verfügt. Diese werden sowohl zum Export ukrainischen Stroms in diese Länder als auch zum Transit von polnisch-slowakischen Stromlieferungen nach Ungarn genutzt. Es ist denkbar, dass diese Insel auch auf die Übertragungsleitungen nach Polen ausgedehnt wird, was den zur Zeit noch im Richtbetrieb funktionierenden Stromaustausch beider Länder vereinfachen würde.¹⁹⁶

Neben den technischen Schwierigkeiten des Stromhandels gibt es auch noch Hindernisse bei der Geschäftsabwicklung mit den beiden GUS Staaten. Die Transaktionen sind sehr intransparent. Einzig zum ungarisch-ukrainischen Stromhandel, welcher allerdings einen Großteil des Gesamtstromhandelsvolumen der Ukraine mit dem Westen ausmacht, liegen Informationen vor.

Die Übertragungskapazitäten sind vertraglich für die Firma „System Consulting“ des ehemaligen ungarischen Staatssekretärs für Energie und derzeitigen Parlamentsabgeordneten Dr. Laszlo Kapolyi reserviert.¹⁹⁷ Allerdings hat möglicherweise der dominante ungarische Stromerzeuger MVM Zugriff auf Teile der Stromimporte aus der Ukraine.¹⁹⁸

¹⁹⁴ Informationen wonach Weißrussland als Transitland für Stromexporte von Litauen nach Polen fungiert, wobei die Verträge die litauische Lieferung von Strom in das weisrussische Hauptgebiet sowie die Übertragung von Strom aus der UCTE-synchronen Insel nach Polen vorsehen, konnten weder bestätigt noch widerlegt werden.

¹⁹⁵ Ausfall einer Leitung führt nicht zum Zusammenbruch des Systems.

¹⁹⁶ Dies ist allerdings in nächster Zukunft unwahrscheinlich, da in den auch von Polen unterschriebenen Verträgen keine derartige Option erwähnt wird.

¹⁹⁷ <http://www.russiannj.com/eng/WorldNews/News/37064>.

¹⁹⁸ Dafür spricht, dass der ungarisch-ukrainische Stromhandel auf Kompensationsgeschäfte des Intra-COMECON Schuldenclearings basiert.

6.2 Langfristige Entwicklung der Transportkapazitäten, des Stromhandels und der Strompreise

Das Wichtigste in Kürze

Derzeit bestehen Engpässe bei den Transportkapazitäten für Stromlieferungen zwischen Deutschland und seinen osteuropäischen Nachbarn. Deutlich steigende Stromimporte Deutschlands aus neuen Mitgliedsländern der EU würden daher den Ausbau der Stromtransportkapazitäten voraussetzen. Entsprechende Planungen sind bisher von der UCTE nicht publiziert worden. Da die Transportkosten für Strom über große Entfernungen höher sind als für fossile oder gar für nukleare Brennstoffe, ist es in der Regel kostengünstiger, Kraftwerke in der Nähe der Verbrauchszentren zu errichten. Bei anhaltend hohen Preisen für fossile Energieträger und CO₂-Emissionsrechten könnte sich allerdings die Schere zwischen den Stromerzeugungskosten der Kernkraftwerke und von konventionellen Wärmekraftwerken so stark öffnen, dass der Ausbau der Transportkapazitäten zwischen Deutschland und Osteuropa wirtschaftlich wird, sofern Deutschland auf die Nutzung der Kernenergie tatsächlich verzichtet.

6.2.1 Entwicklung der Transportkapazitäten

Die zwischen den Centrel-Ländern sowie mit Deutschland bestehenden Leitungen werden in Tabelle 6–3 aufgeführt. Insgesamt stehen zwischen dem UCTE-Kern und den Centrel-Staaten Transferkapazitäten von 2,4 GW (UCTE-Main/Centrel) bzw. 3,5 GW (Centreal/UCTE-Main) zur Verfügung.

Tabelle 6–3

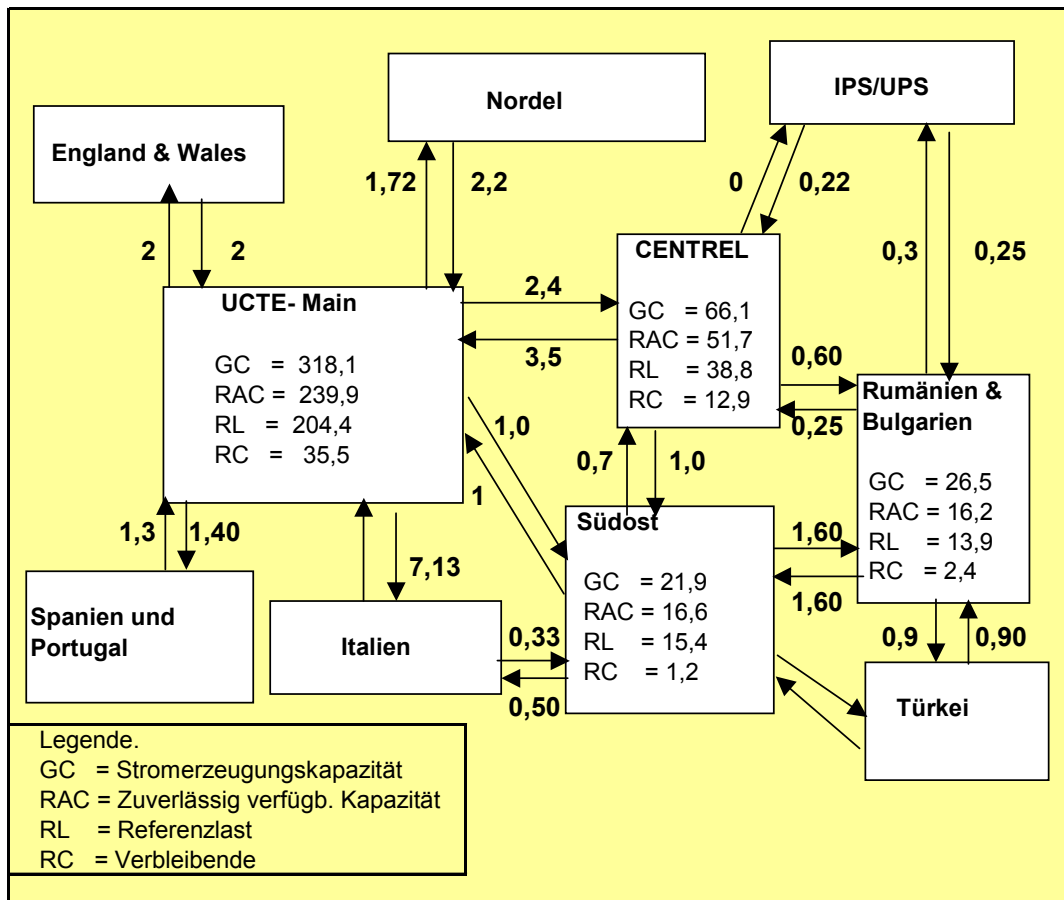
**Grenzüberschreitende Übertragungsleitungen in CENTREL-Ländern
Stand Dezember 2003**

Grenze	Grenz-Substationen	Anzahl der Leitungen	Spannung	Baujahr
CZ - A	Sokolnice - Bisamberg	2	220	1960
	Slavětice - Dürnrohr	1	400	1983
CZ - D	Hradec - Etzenricht	1	400	1992
	Přeštice - Etzenricht	1	400	1997
	Hradec - Röhrsdorf	2	400	1976
CZ - PL	Albrechtice - Dobrzeń	1	400	2003
	Nošovice - Wielopole	1	400	1978
	Lískovec - Bujaków	1	220	1976
	Lískovec - Kopanina	1	220	1960
CZ - SK	Nošovice - Varín	1	400	1959
	Sokolnice - Křižovany	1	400	1969
	Sokolnice - Stupava	1	400	1986
	Lískovec - Provažská Bystrica	1	220	1952
	Sokolnice - Senica	1	220	1962
H - A	Győr - Wien Südost	1	220	1968
	Győr - Neusiedl	1	220	
	Győr - Wien Südost (1)	1	400	1992
H - HR	Siklós - Donji Miholjac	1	120	1994
	Lenti - Nedeljanec	1	120	1958
	Hévíz - Tumbri	1	400	1999
H - RO	Sándorfalva - Arad	1	400	1998
H - SK	Göd - Levice	1	400	1988
	Győr - Gabčíkovo	1	400	1992
H - UA	Albertirsa - ZahidnoUkrainska	1	750	1978
	Sajósöged - Mukachevo	1	400	1977
	Tiszalök - Mukachevo	1	220	1981
	Kisvárd - Mukachevo	1	220	1975
H - SCG	Sándorfalva - Subotica	1	400	1988
PL - BY	Bialystok - Ros	1	220	1962
PL - D	Mikulowa - Hagenwerder	2	400	1999
	Krajnik - Vierraden	2	220	1987
PL - S	Slupsk - Karlsruhn	1	450	2000
PL - SK	Krosno - Lemešany	2	400	1998
PL - UA	Rzeszów - Chmel'nicka	1	750	1985
	Zamość - Dobrotvir	1	220	1967
SK - UA	Veľké Kapušany - Mukachevo	1	400	1964
Quelle: Centrel, 2004.				

Derzeit bestehen bereits Engpässe bei den Transportkapazitäten für Stromlieferungen zwischen Deutschland und Polen, vor allem aber zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik. Deutlich steigende Stromimporte Deutschlands aus neuen Mitgliedsländern der EU würden daher den Ausbau der Stromtransportkapazitäten voraussetzen.¹⁹⁹

Abbildung 6-3

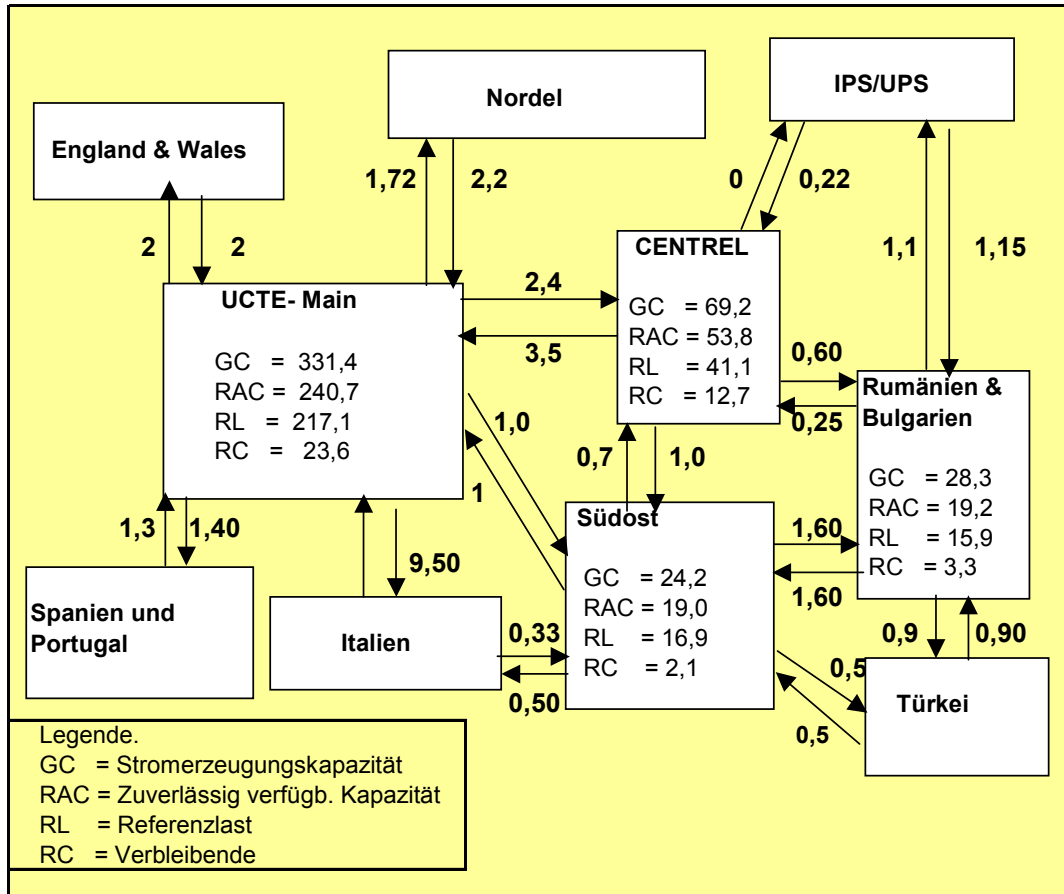
Erzeugungskapazität, Referenzlast und Netto-Transferkapazität in GW nach UCTE, Januar 2005



Quelle: UCTE, 2005.

¹⁹⁹ Nach Aussage eines Vorstandsmitglieds der CEZ auf der Tagung „Energy for Life“ vom 22.-24. Mai 2005 in Prag würde bei weiter starkem Ausbau der Windkraft aufgrund der dadurch entstehenden stark fluktuierenden Stromflüsse über die Hochspannungsleitungen, die Deutschland und die Tschechische Republik verbinden, praktisch sämtliche derzeit noch verfügbaren freien Kapazitäten für kommerzielle Stromlieferungen beseitigt. Um eine solche Entwicklung zu verhindern, muss künftig der gesamte Kraftwerkspark regelfähiger gemacht werden, auch Windkraftwerke selbst.

Abbildung 6-4
Erzeugungskapazität, Referenzlast und Netto-Transferkapazität in GW nach UCTE, Januar 2015



Quelle: UCTE, 2005.

Der Ausbau der internationalen Leitungsverbindungen ist langwieriger als der Bau von Kraftwerken. Aktuell sind nach den Angaben von UCTE bis 2015 zwar eine Reihe von Leitungsprojekten in Bau und Planung (vgl. Tabelle 6-4), die Transportkapazitäten zwischen dem UCTE-Kern und den ehemaligen Centrel-Ländern werden dadurch aber bis 2015 nicht merklich erhöht. Ein Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungsverbindungen wird in der Regel nur bei gleichzeitiger Erhöhung der innerstaatlichen Transportkapazitäten Sinn machen.²⁰⁰

²⁰⁰ Um in Deutschland künftig den vor den Küsten mit Windkraft erzeugten Strom ins Landesinnere transportieren zu können, fordert die DENA-Studie vorerst nur innerdeutsche Verstärkungen bzw. den Neubau von Hochspannungsleitungen (vgl. Dena, 2005). In Polen bestehen Transportengpässe innerhalb des Landes, die bei stärkerem internationalen Stromaustausch ebenfalls beseitigt werden müssten.

Tabelle 6–4

Geplanter Bau von grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen im östlichen Teil der UCTE von 2005 bis 2015

Übertragungsleitung oder Ausstattung	Spannung	Inbetriebnahme	Grenze
PST Hagenwerder – Mikulowa		>2010	D – PL
2nd line Slavetice – Durnrohr	400 kV	2006	CZ – A
Lienz – Cordignano Line	400 kV	2008	A – I
Double AC tie-line Robbia – San Fiorano	400 kV	2005	CH – I
2x400 kV Okroglo – Udine	400 kV	2011	SLO – I
Cirkovce – Pince Line	400 kV	2010	SLO – H
OHL Nadab – Bekescsaba	400 kV	2007	RO – H
Single line	400 kV	2010	SCG – H
Single line Podgorica – Tirana	400 kV	2007	SCG – AL
Single line Nis – Skopje	400 kV	2007	SCG – FYROM
Single line Mitrovica – Ugljevic	400 kV	2007	SCG – BA
Stip-Cervena Mogila	400 kV	2005	FYROM – BG
Bitola-Lerin	400 kV	2006	FYROM – GR
Line Meliti – Bitola	400 kV	2006	
Bitola – Zemjak	400 kV	2015	FYROM – AL
Vrutok-Bureli	220 kV	2006	FYROM – AL
OHL Suceava – Balti	400 kV	2009	RO – MD
Nadab – Bekescsaba	400 kV	2007	H – HR
Line Ernestinovo – Pecs	400 kV	2007 – 2008	HR – H
Quelle: UCTE, 2005.			

Ein starker Ausbau der Transportkapazitäten zwischen diesen beiden Blöcken ist daher allenfalls nach 2015 möglich. Zur Intensivierung des Wettbewerbs auf dem Strommarkt in Europa wäre eine solche Entwicklung auch erwünscht.

Um den Ausbau von Transportkapazitäten attraktiv zu machen, mit denen zusätzliche Stromlieferungen von neuen Mitgliedsländern nach Deutschland möglich werden, sind Kostendifferenzen in der Stromerzeugung zumindest in der Höhe der entsprechenden Transportkosten notwendig. Aus Angaben zu den Kosten von Stromtransporten über Hochspannungsleitungen im Rahmen der Studie zum Baltischen Ring lassen sich Kosten von 0,14 bis 0,22 €-Cents pro kWh und 100 km ermitteln.²⁰¹ Bei Überbrückung von bis zu 400 km ist also mit Mehrkosten

²⁰¹ Bei Bau von 400 kV-Leitungen sowie 2 Breaker (Untergrenze) und zusätzlich einem Transformator (Obergrenze) mit einer Transportkapazität von jeweils 800 MW bei Rechnung mit einem Zinssatz von 6 % und einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren. Vgl.: Baltic Ring Study. Working Group 2: Power System Analysis report. Volume 2: Appendix. February 1998, S. 12 bis 16.

von 0,5 bis 1 €-Cents zu rechnen. Der Netznutzungspreis von E.ON liegt derzeit bei Ausspeisung aus dem 380 kV-Netz und bei einer Auslastung von 6.000 Stunden bei 0,6 €-Cents/kWh.

6.2.2 Stromerzeugungskosten nach Ländern und Anlagen

6.2.2.1 Einleitung

Deutschland hatte in den letzten Jahren einen nahezu ausgeglichenen Außenhandelssaldo beim Strom, die Import-/Exportmengen sind allerdings seit Anfang der neunziger Jahre gestiegen. Dazu hat die Schaffung transparenter Großhandelsmärkte und die marktorientierte Vergabe von Übertragungskapazitäten beigetragen. Der starke Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis regenerativer Energien führt nach EWI/Prognos²⁰² dazu, dass Deutschland bis 2010 seine Stromimporte reduziert und einen Exportüberschuss beim Strom haben wird, danach steigen die Importe wieder etwa auf das Niveau im Ausgangsjahr 1999, so dass bis 2020 die Handelsbilanz beim Strom ausgeglichen sein wird. Ob eine solche Entwicklung allein unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten bei den von EWI/Prognos unterstellten Annahmen zur Entwicklung der Energiepreise und der Kosten für CO₂-Emissionsrechte plausibel ist, wird im Folgenden analysiert.

In der Vergangenheit hat der Außenhandel im Stromsektor überwiegend der Ausnutzung von unterschiedlichen Verbrauchs- und Produktionscharakteristika zwischen den beteiligten Gebieten bzw. Unternehmen gedient (z.B. der Austausch von in Wärmekraft- und in Wasserkraftwerken erzeugtem Strom). Außerdem ermöglicht die Vernetzung bisher isolierter Systeme eine gegenseitige Besicherung von Kraftwerken, so dass bei allen Beteiligten der Bedarf an Reserveerzeugungskapazitäten reduziert wird.

Die NMK weisen im Vergleich zu Deutschland keine grundlegend unterschiedlichen Verbrauchs- oder Erzeugungsstrukturen auf. Die klimatischen Bedingungen sind überwiegend vergleichbar, und sie verfügen weder über Wasserkraftressourcen noch über andere regenerative Energien in einem Umfang, der es erlauben würde, damit ihren eigenen Energiebedarf zu decken oder gar darüber hinaus zu exportieren. Auch die Ausstattung mit fossilen Ressourcen reicht – abgesehen von Steinkohlen in Polen – dafür nicht aus. Braunkohle steht zwar in einigen Beitrittsländern zur Verfügung – auch aufgrund ökologischer Restriktionen wird erwartet, dass ihre Nutzung langfristig eher zurückgeht. Sie kann daher auch nicht die

Basis für eine Exportoffensive der neuen Mitgliedsländer sein.²⁰³ Polen ist seit Jahrzehnten ein wichtiger Steinkohlenlieferant für Deutschland. Die Steinkohlengewinnung dieses Landes soll allerdings künftig weiter reduziert werden (s. auch Kapitel 2.5). Auch eine massive Steigerung der polnischen Steinkohlenexporte oder von Stromexporten auf Steinkohlenbasis kann daher ausgeschlossen werden.

Die Öl- und Erdgasgewinnung in den neuen Mitgliedsländern ist – auch in Rumänien – zu gering um auch nur annähernd den eigenen Bedarf zu decken. Einige Länder sind aber für Deutschland als Transitländer für Energielieferungen aus den GUS-Staaten oder künftig auch aus dem Mittleren Osten wichtig. Durch die Integration dieser Länder in die EU erhöht sich für Deutschland die Sicherheit der Energieversorgung. Wegen der über lange Strecken im Vergleich zum Strom niedrigeren Transportkosten macht es auch wirtschaftlich keinen Sinn, Erdgaskraftwerke in den östlichen Nachbarstaaten Deutschlands zu bauen und Gas indirekt in Form von Strom nach Deutschland zu exportieren. Dagegen spricht auch, dass die Unternehmen in Deutschland aufgrund ihrer zentralen Lage in Europa zwischen besonders vielen alternativen Erdgaslieferanten wählen und sich relativ kostengünstig versorgen können.

Neben Unterschieden in der Ressourcenausstattung könnten auch Differenzen in den Rahmenbedingungen zu einer Verlagerung von Energieproduktionen führen. Für die Energieversorgung sind insbesondere die Umweltschutzanforderungen ein wichtiger Kostenfaktor. Da die europäische Integration hier zu einer Annäherung der Bedingungen und damit auch der Kosten führt, werden künftig Produktionsverlagerungen aufgrund solcher Faktoren eher an Bedeutung verlieren. Schon eher könnten langfristig Unterschiede der Bedingungen für die Nutzung der Kernenergie Standortentscheidungen bei Bau von Kraftwerken und indirekt auch bei Investitionen in energieintensive Produktionen beeinflussen. Während die Regierung in Deutschland mit den kernkraftnutzenden Unternehmen einen vorzeitigen Ausstieg aus der Kernenergie vereinbart hat, streben die Regierungen in den meisten neuen Mitgliedsländern an, die Kernkraftnutzung aufrechtzuerhalten oder noch zu steigern. Die tschechische Regierung hat in Zusammenarbeit mit dem dominierenden tschechischen Stromerzeuger (CEZ) eine Kampagne zur Verbesserung des Images der Kernenergie gestartet, um damit die Voraussetzungen für einen möglichen Ausbau dieser Technik zu schaffen. In Polen erwägt die Regie-

²⁰² EWI/Prognos, 2005.

²⁰³ Nach den von der IEA vorliegenden Daten (IEA, 2005) ist im Übrigen davon auszugehen, dass die Kosten der Braunkohlengewinnung in Deutschland eher niedriger sind als in den meisten dieser Länder.

rung vor dem Hintergrund eines langfristig steigenden Stromverbrauchs und einer rückläufigen inländischen Kohलगewinnung langfristig den Einstieg in die Nutzung dieser Technik.²⁰⁴ Ein Erfolg dieser Bemühungen würde allerdings voraussetzen, dass eine neue Generation von Kernkraftwerken (Framatome/Siemens oder Westinghouse) eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung der neuen Mitgliedsländer erreicht. Besonders groß müsste das Vertrauen in diese Technik sein, wenn die neugebauten Kernkraftwerke dem Stromexport etwa nach Deutschland dienen sollen.

6.2.2.2 Ergebnisse

Bei der Optimierung des Einsatzes eines bestehenden Kraftwerkparks sind die kurzfristigen Grenzkosten relevant. Darin sind auch die Opportunitätskosten der notwendigen CO₂-Emissionsrechte enthalten, und zwar unabhängig davon, ob diese Emissionsrechte kostenlos zugeteilt oder am Markt beschafft werden mussten. Wegen ihrer niedrigen variablen Kosten tragen in Deutschland vor allem Kernkraftwerke und Braunkohlenkraftwerke zur Grundlast bei. Bei steigenden Preisen für CO₂-Emissionsrechte könnte künftig auch der Erdgaseinsatz in der Grundlast attraktiv werden.

Bei Optimierung der künftigen regionalen Allokation der Kraftwerke gelten andere Regeln. In diesem Fall sind auch Kapitalkosten sowie Unterschiede bei den Kosten für die Beschaffung von CO₂-Emissionsrechten relevant. Um schätzen zu können, ob langfristig erhebliche Verlagerungen der Stromerzeugung in neue Mitgliedsländer denkbar sind, werden hier Kostenrechnungen einschließlich der Kapitalkosten sowie unter Berücksichtigung der Kosten für CO₂-Emissionen durchgeführt. Hinsichtlich der Allokation von CO₂-Rechten wird unterstellt, dass die Regeln dafür in der Europäischen Union langfristig angeglichen werden.

Um zu prüfen, ob die Kostendifferenzen zwischen der Stromerzeugung in Deutschland und in neuen Mitgliedsländern ausreichend groß sind, um Transportkosten von 0,5 bis 1 €-Cent zu rechtfertigen, wurden Kostenrechnungen – einschließlich Kapitalkosten – ausgehend von den aktuellen Daten der IEA zu Stromerzeugungskosten in ihren Mitgliedsländern sowie von den Annahmen von EWI/Prognos²⁰⁵ zur Entwicklung der Energiepreise und der Preise für CO₂-Emissionsrechte durchgeführt. Ein Vergleich der Stromerzeugungskosten bei Neubau in Deutschland zeigt, dass bei den Energiepreisen des Jahres 2000 und bei hohen Auslastungen,

²⁰⁴ Ministry of Economic Affairs and Labour, 2005.

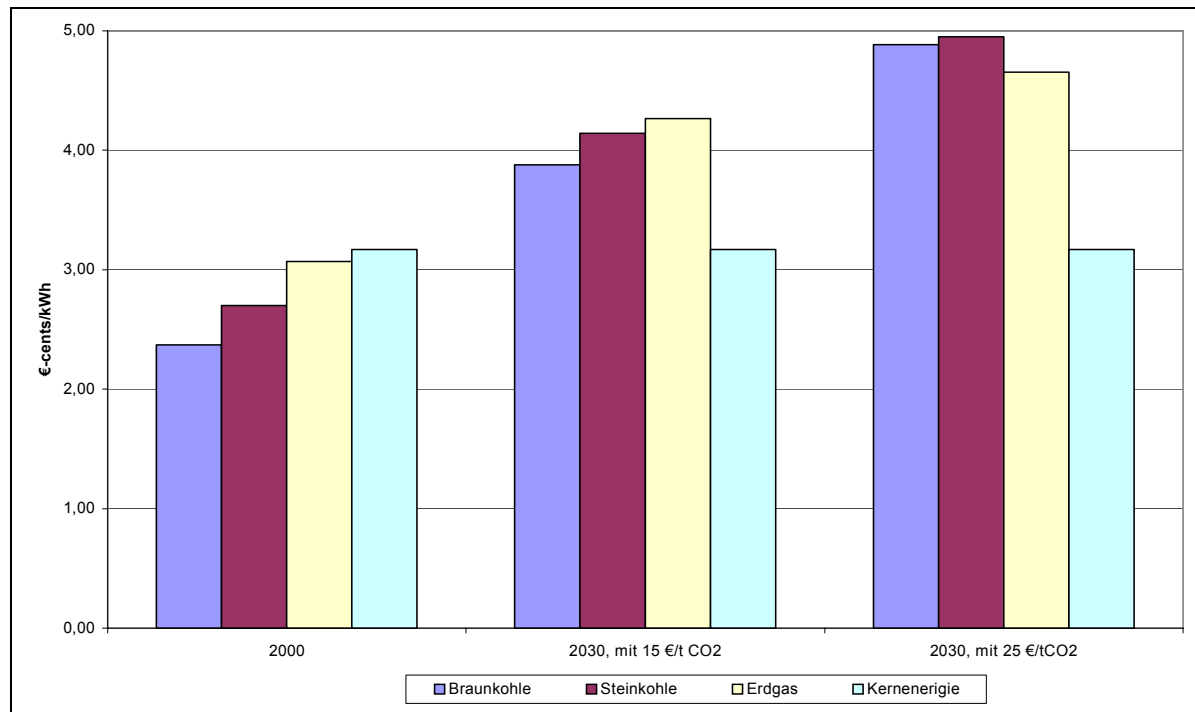
²⁰⁵ EWI/Prognos, 2005.

wie sie im Grundlastbetrieb erreicht werden (8.000 Stunden) die Stromerzeugung mit Braunkohlen in Deutschland am kostengünstigsten war, Kernenergie am teuersten. Die Kostenrelationen zwischen den Techniken kehren sich allerdings mit steigenden Primärenergiepreisen und Kosten für CO₂-Emissionsrechte um. Bei den von EWI/Prognos²⁰⁶ für 2030 erwarteten Preisen für Energie und Emissionsrechte (15 Euro/t CO₂) wird die Kernenergie bei den für Deutschland veranschlagten Kosten des EPR zur kostengünstigsten Stromerzeugungstechnik. Die Kostenvorteile der Kernenergie gegenüber Steinkohle und Erdgas betragen bei den für Deutschland angesetzten hohen spezifischen Investitionskosten etwa einen €-Cent pro kWh, der Bau von Leitungen über mehrere 100 km hinweg würde damit wirtschaftlich möglich. Durch anhaltend hohe oder noch steigende Preise für CO₂-Emissionsrechte würde sich die Position der Kernenergie weiter verbessern. Bei Preisen von 25 Euro je Tonne CO₂, wie sie derzeit auf den Märkten bezahlt werden, würden neugebaute Kernkraftwerke gegenüber Er-gaskraftwerken Kostenvorteile von 1,5 €-Cents je kWh haben, knapp zwei €-Cents gegenüber Kohlenkraftwerken.

²⁰⁶ EWI/Prognos, 2005.

Abbildung 6-5

Stromerzeugungskosten bei Neubau in Deutschland bei einer Energiepreisentwicklung nach EWI/Prognos 2005 und bei einer Auslastung von 8000 Stunden im Jahr



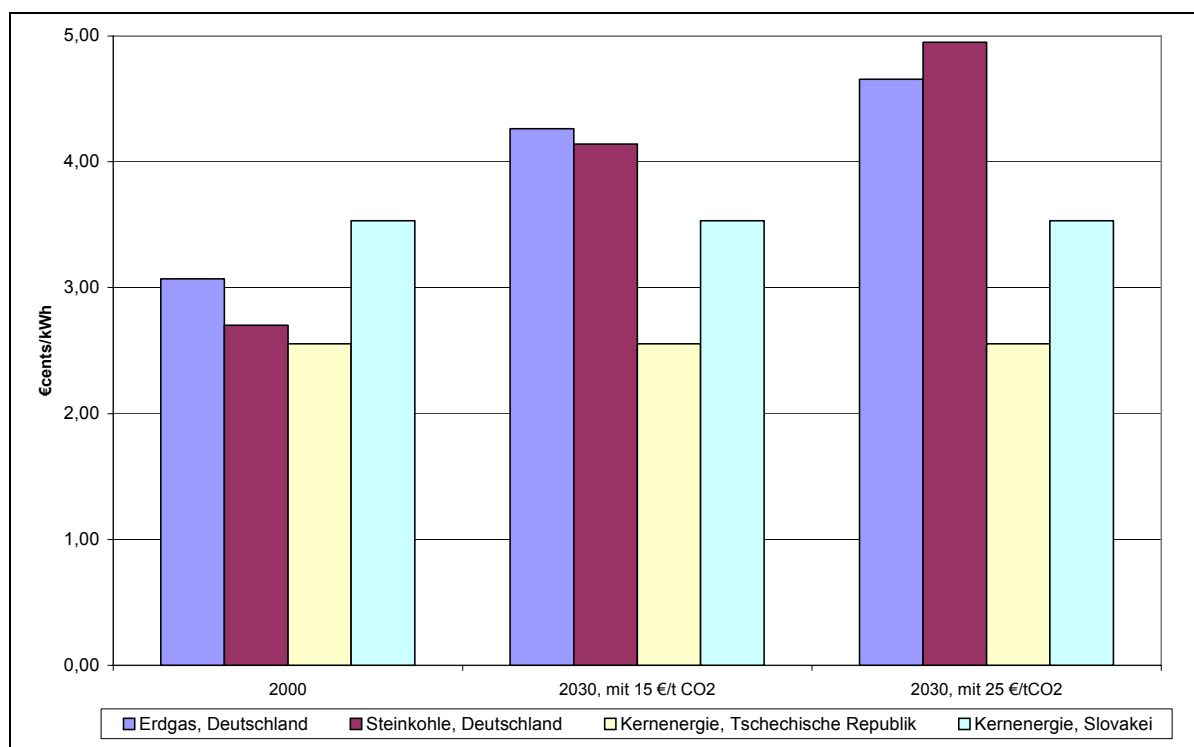
Nach den Ergebnissen des aktuellen Stromerzeugungskostenvergleichs der IEA und auch nach Aussagen eines Kernkraftwerkbauers²⁰⁷ können sichere Kernkraftwerke der neuen Generation zu deutlich niedrigeren spezifischen Investitionskosten gebaut werden als dies für Deutschland angenommen wird, nämlich für knapp 1.000 €/kW (einschl. Bauzinsen). Mit entsprechenden Daten wird im Rahmen der IEA-Studie für die Tschechische Republik gerechnet. Bei Gesprächen mit CEZ ist dieser niedrige Wert aufgrund der bisherigen Erfahrungen mit der Kostenentwicklung beim Bau des Kraftwerks Temelin als auch mit Hinweis auf die in der Tschechischen Republik wie die in Deutschland sehr aufwendigen und langwierigen Genehmigungsverfahren in Frage gestellt worden.²⁰⁸ Im Folgenden soll dennoch dargestellt werden, welche Konsequenzen eine solche – eher unwahrscheinliche – Entwicklung auf die Wettbewerbsposition von Erdgaskraftwerken in Deutschland haben würden. Nach den Ergebnissen unserer Berechnungen könnte ein in der Tschechischen Republik mit so niedrigen Kosten gebautes Kernkraftwerk selbst bei den günstigen Erdgaspreisen des Jahres 2000

²⁰⁷ Hinweis eines führenden Vertreters des Kraftwerkbauers Westinghouse auf der Konferenz in Prag.

²⁰⁸ Gespräch mit Herrn Jiri Feist, Director Business Development bei CEZ am 24. Mai 2005 in Prag.

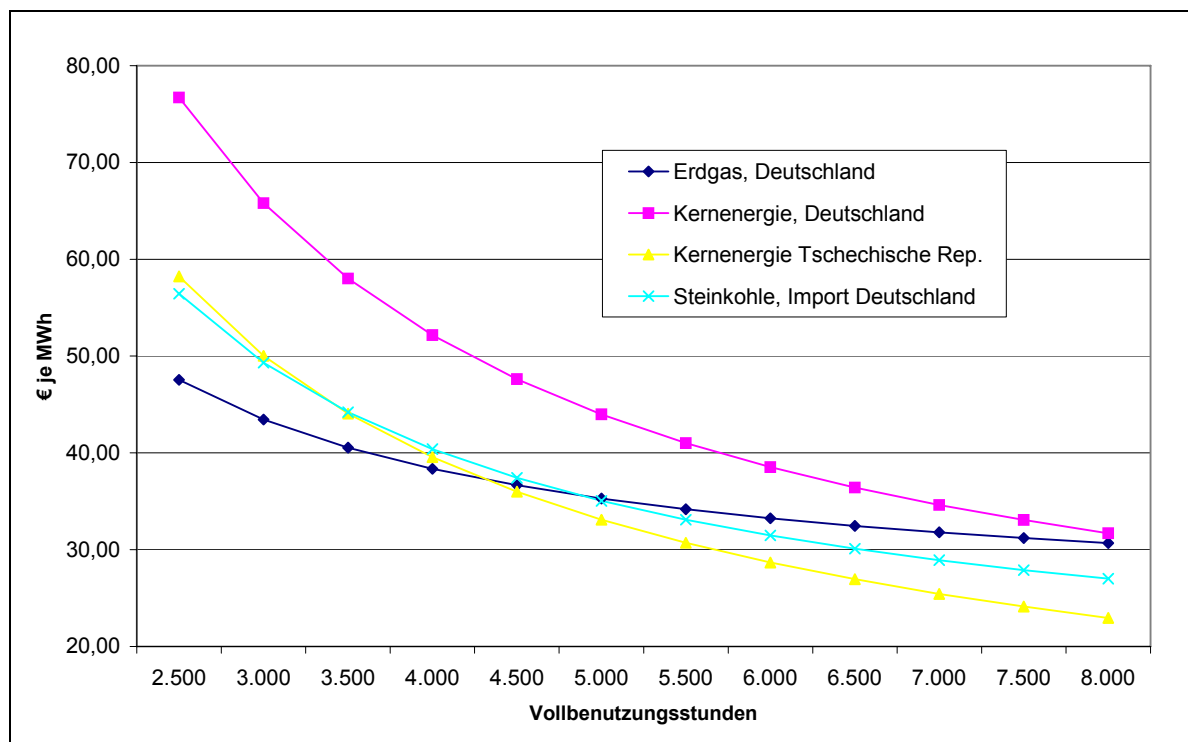
Strom zu geringeren Kosten erzeugen als ein modernes Gaskraftwerk. Der Kostenvorteil würde aber bei so niedrigen Energiepreisen und ohne zusätzliche Belastungen der konventionellen Wärmekraftwerke für den Erwerb von CO₂-Emissionsrechten nicht ganz ausreichen, um dadurch den Bau neuer Hochspannungsleitungen profitabel zu machen. Bei anhaltend hohen Energiepreisen und Preisen für Emissionsrechte von 15 € je Tonne CO₂ (entsprechend den Annahmen von EWI/Prognos für 2030) würden die Kostenvorteile eines solchen Kernkraftwerkes gegenüber Kohle- oder Erdgaskraftwerken in Deutschland bereits auf etwa 1,5 €-Cents pro kWh steigen. Steigen die Preise für CO₂-Emissionsrechte allerdings auf 25 € je Tonne CO₂ – aktuell werden so hohe Preise bereits bezahlt – steigt der Kostenvorteil der billigen Kernenergie gegenüber der kostengünstigsten konventionellen Alternativen sogar auf über 2 €-Cents/kWh. Würde bei einer solchen Entwicklung in Deutschland weiterhin auf die Nutzung der Kernenergie verzichtet, dann wäre ein starker wirtschaftlicher Anreiz zur Verlagerung der Stromproduktion vorhanden.

Abbildung 6-6
Vergleich der Stromerzeugungskosten (Neubau, Auslastung 8000 Stunden pro Jahr) auf Basis von Erdgas und Importsteinkohle in Deutschland und Kernenergie in neuen Mitgliedsländern



Die oben angegebenen Kostendifferenzen wurden auf Basis von 8000 Vollbenutzungsstunden ermittelt. Bei einer nach der Auslastung differenzierten Betrachtung zeigt sich, dass in Deutschland bei Energiepreisen des Jahres 2000 (ohne Kosten für Emissionsrechte) Strom auf Basis von Importsteinkohle ab einer Auslastung von ca. 5000 Stunden kostengünstiger erzeugt werden konnte als mit Erdgas. Bis Ende 2005 hat sich die Wettbewerbsfähigkeit des Erdgases in der Stromerzeugung wegen des stärkeren Preisanstieges für Erdgas im Vergleich zur Kesselkohle noch verschlechtert. Nach den Annahmen von EWI/Prognos gehen die Erdgaspreise im Vergleich zum heutigen Stand real zurück. Bei Energiepreisen und Preisen für Emissionsrechte von 15 € je Tonne CO₂ liegen die Stromerzeugungskosten von Erdgaskraftwerken daher bis zu sehr hohen Auslastungen unter denen von Steinkohlenkraftwerken. Die Erdgaskraftwerke sind bei einer solchen Entwicklung also bis in die Grundlast hinein wettbewerbsfähig.

Abbildung 6-7
Vergleich der Stromerzeugungskosten nach Vollbenutzungsstunden bei Energiepreisen des Jahres 2000 – in Euro/MWh

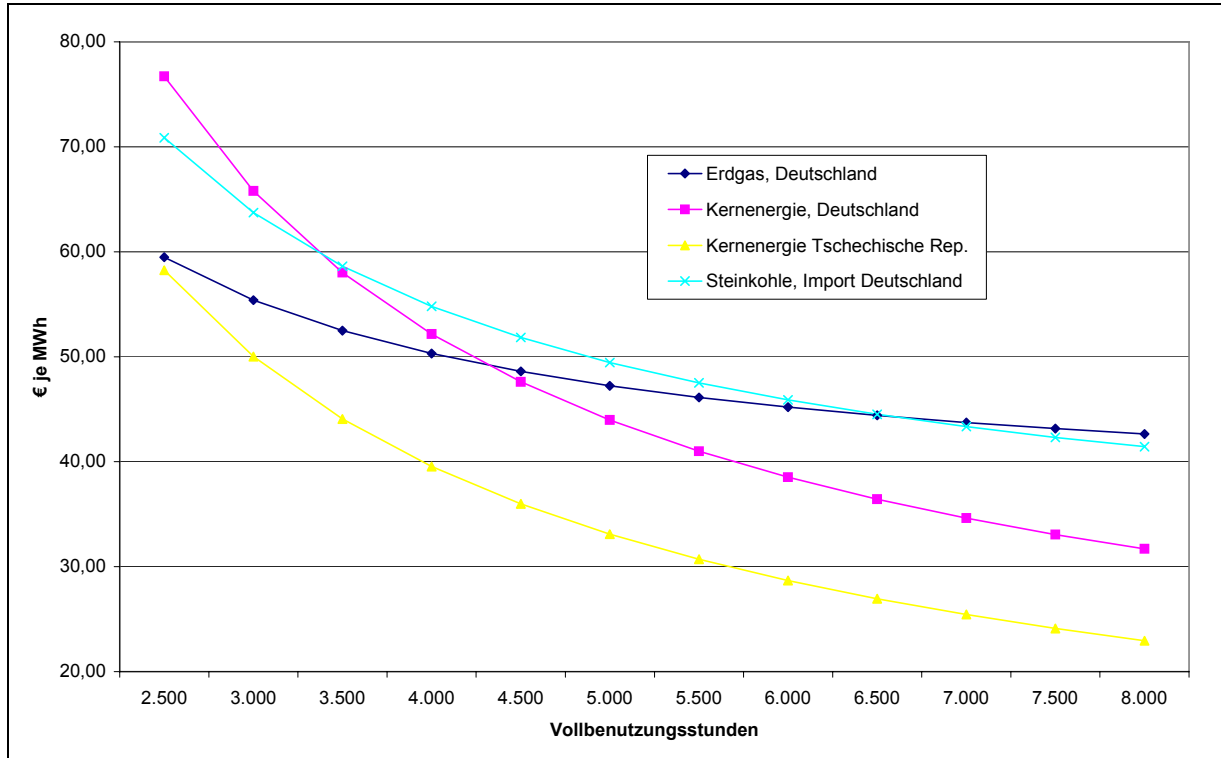


Der Preisvorteil der teuren Kernkraftwerke (Neubau in Deutschland) nimmt erst bei einer sehr hohen Auslastung eine Größenordnung an, die Überlegungen rechtfertigen könnte, zusätzlichen Hochspannungsleitungen zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarländern zu

bauen, um zusätzliche Strommengen grenzüberschreitend liefern zu können. Preiswert gebaute Kernkraftwerke – wie von der IEA für die Tschechische Republik unterstellt – hätten auch bei niedrigerer Ausnutzung einen dafür ausreichend großen Kostenvorteil; ihr Einsatz ist aber aus technischen Gründen auf die Grundlast beschränkt.

Insgesamt zeigen diese Überlegungen, dass bei einem anhaltenden Verzicht auf die Nutzung der Kernenergie in Deutschland und bei anhaltend hohen Energie- und CO₂-Preisen ein wirtschaftlicher Anreiz für erhöhte Stromimporte aus den neuen Mitgliedsländern auf Basis von Kernenergie bestehen könnte, vor allem wenn es gelingt, die Kosten für den Bau von Kernkraftwerken trotz erhöhter Sicherheitsstandards deutlich zu senken. Um erhöhte Stromlieferungen möglich zu machen, müssten aber nicht nur die wirtschaftlichen Voraussetzungen erfüllt sein, sondern auch politische und kulturelle Hürden überwunden werden. So müsste die Bevölkerung in den künftigen Stromexportländern davon überzeugt werden, die Risiken der Kernenergie für Stromverbraucher in anderen Ländern in Kauf zu nehmen. Die Bevölkerung in Deutschland müsste einerseits an ihrem Widerstand gegen den Ausbau der Kernenergie festhalten, aber gleichzeitig den Import von Kernkraftstrom tolerieren. Zwar kann nicht ausgeschlossen werden, dass eine solche Konstellation für einen längeren Zeitraum aufrechterhalten werden kann, aber wahrscheinlicher erscheint doch, dass es langfristig auch bei den Einstellungen zur Kernenergie zu einer gewissen Annäherung kommt. Dann würde der Austausch von Strom auch künftig auf – im Vergleich zum Inlandsverbrauch – geringe Mengen beschränkt bleiben.

Abbildung 6-8
Vergleich der Stromerzeugungskosten (Neubau) nach Vollbenutzungsstunden bei Energie- und CO₂-Emissionspreisen nach EWI/Prognos für das Jahr 2030
– in Euro/MWh



6.2.3 Langfristige Entwicklung des Stromhandels und der Strompreise in Europa (EMELIE)

6.2.3.1 Anpassung des EMELIE-Modells

Zur Ermittlung möglicher langfristiger Auswirkungen der Erweiterung der Europäischen Union auf die deutsche Stromversorgung soll hier auch das Simulationsmodell EMELIE eingesetzt werden. Mit diesem Modell können unter bestimmten Annahmen zu den stromwirtschaftlichen Rahmendaten und zum Verhalten der Anbieter auf dem Strommarkt Aussagen zur Entwicklung des Stromhandels und der Strompreise in Europa getroffen werden.

EMELIE ist im Auftrag der Europäischen Kommission entwickelt worden, um die Auswirkungen strategischen Verhaltens der Stromanbieter auf die Strompreise und die Handelsströme in Westeuropa zu analysieren. Im Modell berücksichtigt wurden zunächst die Länder Deutschland, Belgien, Dänemark, Norwegen, Schweden, Österreich, Frankreich und Eng-

land.²⁰⁹ Um im Rahmen dieses Gutachtens die Auswirkungen der Erweiterung der EU um mittel- und osteuropäische Länder auf die deutsche Energieversorgung untersuchen zu können, wurde das Modell um die Länder Polen, die Tschechische Republik, Slowakei, Ungarn sowie Bulgarien und Rumänien erweitert.

Die Schaffung eines europäischen Strommarktes erhöht im Idealfall den Wettbewerbsdruck und reduziert den Spielraum für strategisches Verhalten. Bei den Modellrechnungen wird unterstellt, dass auf dem europäischen Strommarkt im Jahr 2030 Wettbewerb herrscht, so weit dies bei den jeweils vorhandenen Übertragungskapazitäten möglich ist. Die Preise werden bei einem solchen Verhalten durch die Kosten der jeweiligen Grenzanbieter bestimmt. Im Idealfall unbegrenzter Transportkapazitäten, würden sich die Preise weitgehend angleichen.²¹⁰ In der Realität werden Engpässe bei den Transportkapazitäten bis 2030 allerdings kaum vollständig beseitigt werden. In diesem Fall bestehen Unterschiede bei den Grenzkosten und damit bei den Strompreisen der Länder fort.²¹¹ Im Folgenden werden zur Vereinfachung nur die Vorgaben und Ergebnisse für die unmittelbaren Nachbarn Deutschlands (ohne Luxemburg, das im EMELIE-Modell nicht enthalten ist) dargestellt.

6.2.3.2 Vorgaben für die Szenarien

Die Intensität des Stromhandels zwischen Deutschland und den neuen Mitgliedsländern hängt von den für Exporte verfügbaren Erzeugungskapazitäten, von Differenzen der variablen Kosten der Stromerzeugung, aber auch von der Größe der verfügbaren Transportkapazitäten ab. Die Datenbasis hinsichtlich des Stromverbrauchs, der Stromerzeugung sowie der Kapazitätsentwicklung nach Technologien beruht auf aktuellen Szenarien der Europäischen Kommission²¹² (s. auch Kapitel 3.1). Nach dem Referenzszenario der EU werden bis zum Jahr 2030 von den hier betrachteten Ländern nur noch Frankreich und in die Tschechische Republik Kernenergie einsetzen. Deutschland, Schweden und Holland stellen die Nutzung der Kernenergie bis 2030 völlig ein.

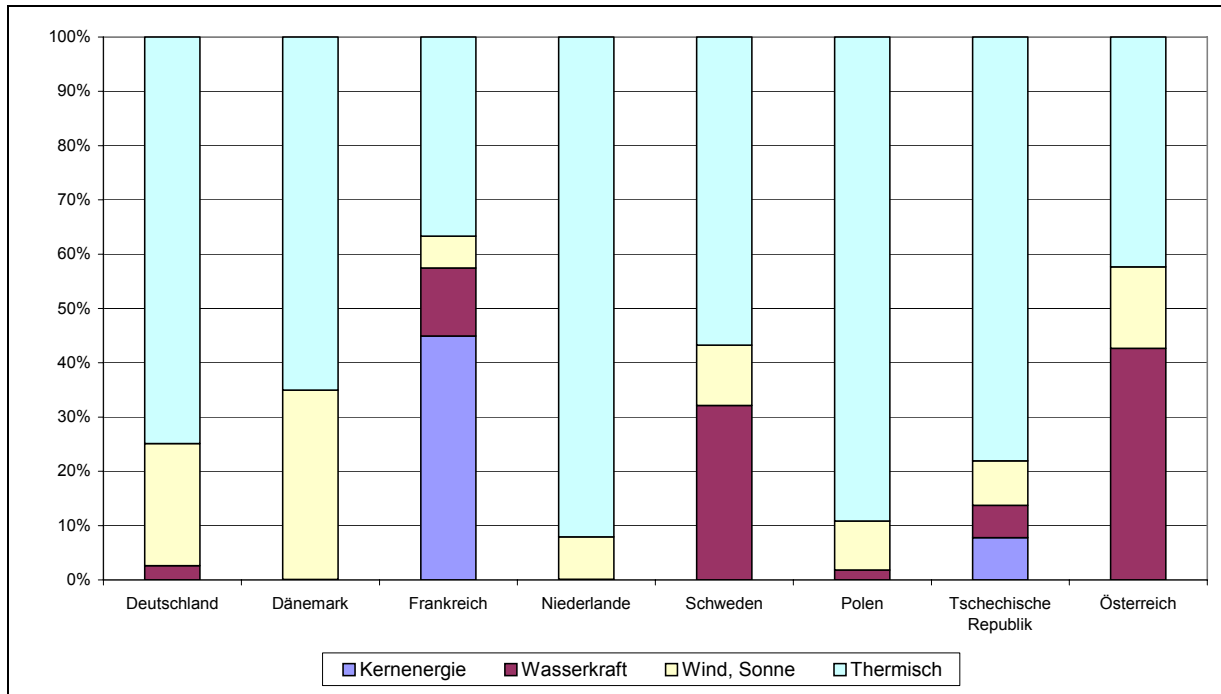
²⁰⁹ Außerdem wird nach den jeweils größten Stromerzeugern eines Landes differenziert, welche je nach Einsatztechnologiekosten ihre Gewinne maximieren. Es kann innerhalb eines Landes und zwischen benachbarten Staaten Strom gehandelt werden.

²¹⁰ Die Preise würden sich lediglich aufgrund von Transportkostendifferenzen unterscheiden.

²¹¹ Im EMELIE-Modell wird nach Techniken und Energieträgern unterschieden, für die – differenziert nach Ländern – durchschnittliche Wirkungsgrade angenommen werden. Eine weitere Differenzierung dieser Anlagen (etwas nach dem Alter der Anlagen) erfolgt nicht.

²¹² European Commission, 2005a.

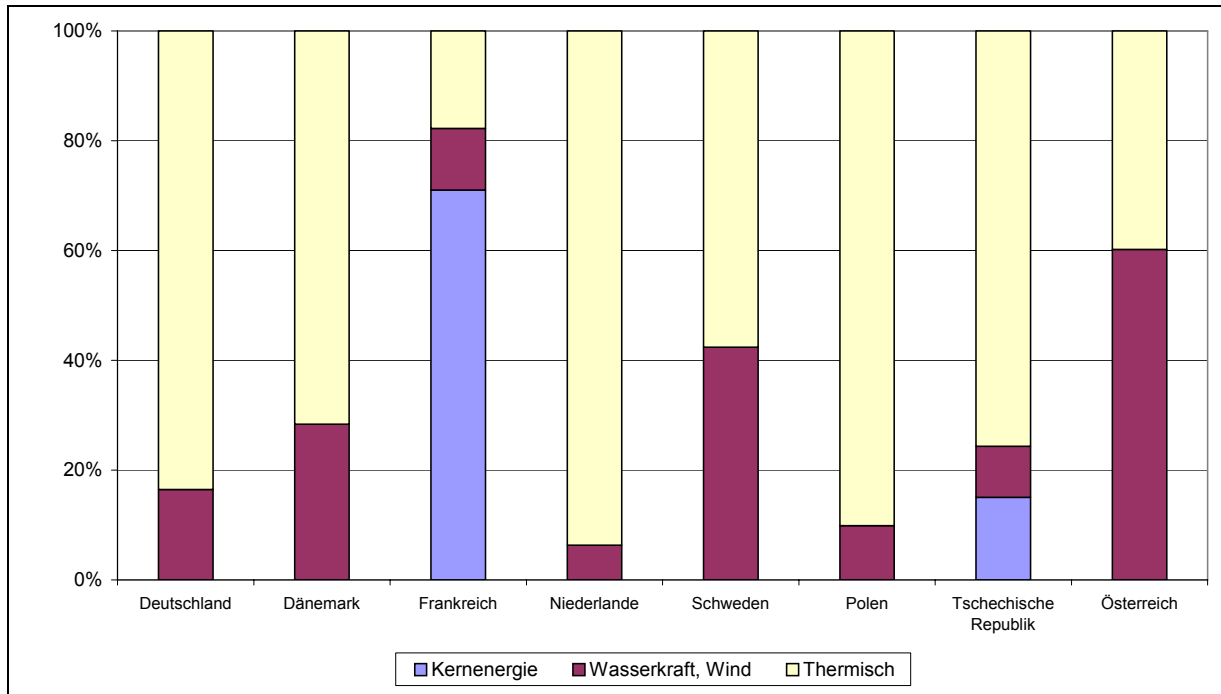
Abbildung 6-9
Stromerzeugungskapazität nach Energieträgern im Jahr 2030 – in % der jeweiligen gesamten Leistung



Abgesehen von Frankreich und Österreich werden im Jahr 2030 in allen hier berücksichtigten Ländern konventionelle Wärmekraftwerke (ohne Kernenergie) den größten Anteil an den Stromerzeugungskapazitäten haben. In Frankreich wird die Kernenergie dominieren, in Österreich wird die Wasserkraft mit über 40 % eine ähnlich große Leistung haben wie die konventionellen Wärmekraftwerke; in Schweden wird die Wasserkraft und in Dänemark werden Wind und Sonne einen Anteil von über 30 % der Leistung haben.

Der Beitrag der Wärmekraftwerke (einschl. Kernkraftwerke) zur Stromerzeugung wird in den hier betrachteten Ländern wegen der relativ hohen Auslastung vor allem der in der Grundlast gefahrenen Anlagen in der Regel größer sein als ihr Anteil an der Leistung. In Schweden und Österreich werden die Wasserkraftwerke allerdings ähnlich stark ausgelastet wie die konventionellen Wärmekraftwerke.

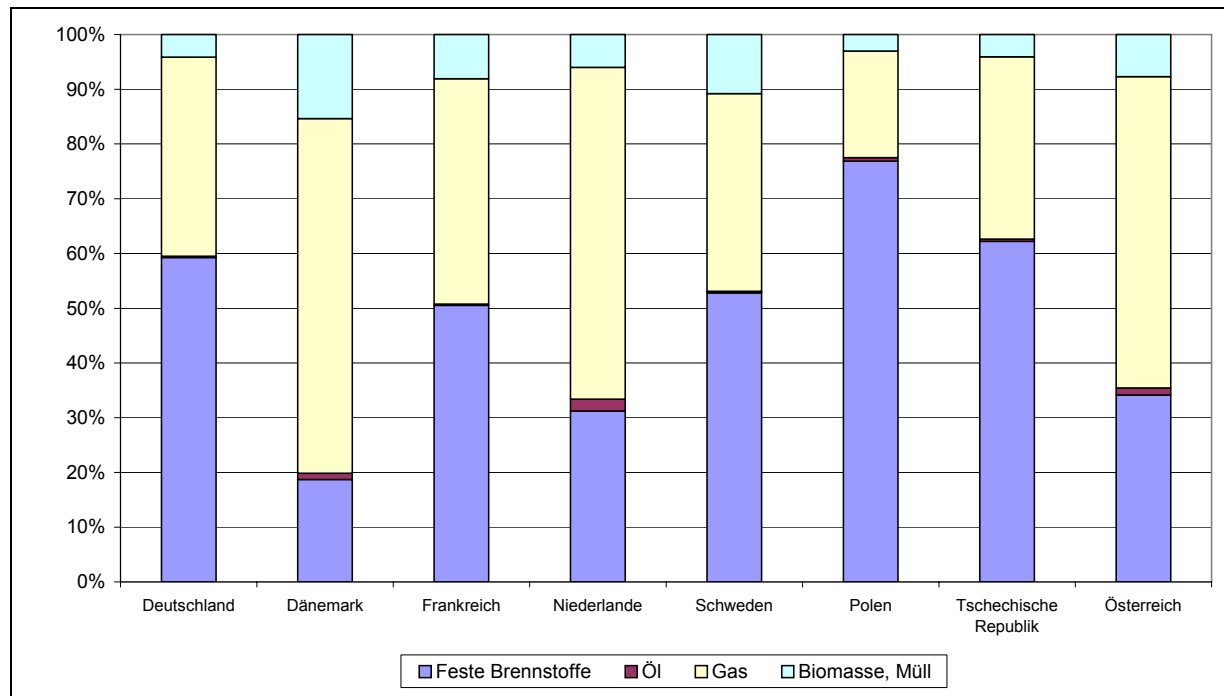
Abbildung 6-10
Stromerzeugung nach Energieträgern im Jahr 2030 – in % der jeweiligen gesamten Stromerzeugung



Wird der Brennstoffeinsatz der konventionellen Wärmekraftwerke nach Energieträgern differenziert, so zeigen sich markante Unterschiede. Während in Polen knapp vier Fünftel und in der Tschechischen Republik knapp zwei Drittel des Brennstoffeinsatzes aus Kohlen bestehen, werden Dänemark, Holland und Österreich überwiegend Erdgas einsetzen. In Deutschland, Frankreich und Schweden werden Kohlen einen Anteil von 50 bis 60 % am Brennstoffeinsatz haben, Erdgas von gut 30 bis gut 40 %.

Abbildung 6-11

Brennstoffeinsatz in Wärmekraftwerken im Jahr 2030 in % des jeweiligen gesamten Brennstoffeinsatzes



Die Annahmen zu den Primärenergiekosten – die einen Großteil der variablen Kosten ausmachen – basieren weitgehend auf EWI/Prognos (2005). Für die einzelnen Brennstoffe werden folgende reale Preisveränderungen unterstellt:

Öl	45 %
Erdgas	30 %
Steinkohle	15 %
Braunkohle	10 %

Von erheblicher Bedeutung für die Wettbewerbsfähigkeit unterschiedlicher Kraftwerkstypen sowie für die Richtung und Größe der Handelsströme in Europa ist auch die Entwicklung der Preise für CO₂-Emissionsrechte. Daher wird diese Kostenkomponente bei den Modellrechnungen für das Jahr 2030 berücksichtigt. Unabhängig von der Allokation der Emissionsrechte wird angenommen, dass die im Emissionshandel fixierten Preise für Emissionsrechte in

die variablen Stromerzeugungskosten eingehen und den Einsatz der bestehenden Anlagen beeinflussen.

EWI/Prognos²¹³ erwarten für 2030 einen Preis von real 15 €/t CO₂. Dieser Preis stellt aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren (z.B. künftige Reduktionsziele, Zahl der einbezogenen Länder, Umfang der ausgeteilten Emissionsrechte, Wettbewerbsintensität auf dem Emissionsrechtemarkt), die auf ihn einwirken, eine mehr oder weniger willkürlich festgelegte Annahme dar, die mit großen Unsicherheiten verbunden ist. Aktuell liegen die Preise deutlich höher. Im Rahmen der hier durchgeführten Modellrechnungen wird für 2030 mit 25 €/t CO₂ gerechnet, d.h. mit einem um 10 €/t CO₂ höheren Preis als von EWI/Prognos unterstellt. Würde ein solcher Preis – z.B. aufgrund strategischen Verhaltens der Anbieter auf dem Emissionsrechtemarkt – tatsächlich eintreten, dann würde nach den Ergebnissen in Kapitel 6.3.2 der Ausbau von Hochspannungsleitungen zwischen den hier betrachteten Ländern rentabel werden. Wie wahrscheinlich eine solche Entwicklung ist, muss allerdings offen bleiben.

Die künftige Entwicklung des Stromhandels hängt nicht zuletzt davon ab, in welcher Höhe Transportkapazitäten verfügbar sind. Obwohl nach den EU-Szenarien die in der Ausgangssituation (2000, 2005) bestehenden Überschüsse bzw. Defizite Deutschlands im Stromhandel mit den meisten seiner Nachbarn bis 2030 deutlich reduziert werden, ist nicht sicher, dass die bestehenden Transportkapazitäten langfristig ausreichen. Der zunehmende Anteil fluktuierender Energiequellen an der Stromerzeugung führt nämlich dazu, dass die für kommerzielle Lieferungen verfügbaren Nettotransferkapazitäten der bestehenden Leitungen abnehmen. Dies spricht eher dafür, dass die Leitungen ausgebaut werden müssen, auch wenn der derzeitige Stand des Stromhandels nicht erhöht werden sollte.

Im Rahmen der eigenen Modellrechnungen wird ein **Referenzszenario** und ein **Szenario „Offene Märkte“** (jeweils Daten für 2030) unterschieden. Dem **Referenzszenario** liegen die stromwirtschaftlichen Rahmendaten der EU-Szenarien sowie die Preisannahmen von EWI/Prognos zugrunde. Außerdem wird davon ausgegangen, dass die Nettotransferkapazitäten²¹⁴ der Leitungen im Jahr 2030 gleich groß sein werden wie in der Ausgangssituation 2004/2005. Das **Referenzszenario** wird außerdem unterteilt in jeweils einen Fall ohne und mit Berücksichtigung von Kosten für CO₂-Emissionsrechte (25 €/t CO₂).

²¹³ EWI/Prognos, 2005.

²¹⁴ Im Rahmen des EMELIE-Modells werden diese Kapazitäten durch die Stromflüsse des jeweiligen Jahres repräsentiert.

Um die Integration der europäischen Strommärkte zu fördern und die Voraussetzungen für Wettbewerb auf diesen Märkten zu verbessern, wäre der Ausbau der Leitungsverbindungen insbesondere zwischen den alten und neuen Mitgliedsländern der EU notwendig; die von UCTE veröffentlichten Planungen lassen allerdings bis 2015 keinen spürbaren Ausbau der Transportkapazitäten zwischen dem UCTE-Kern, zu dem auch Deutschland gehört, und den Centrel-Staaten erkennen. Im **Szenario „Offene Märkte“** wird angenommen, dass die Transportkapazitäten für Strom zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern bis 2030 verdoppelt werden. Lediglich die Transportkapazitäten zwischen Frankreich und Deutschland bleiben auf dem aktuellen Stand.²¹⁵ Dieses Szenario wird wiederum nach zwei Fällen unterschieden. Im ersten Fall bleiben die Produktionskapazitäten gleich groß wie im Referenzszenario. Im zweiten Fall werden in Polen und der Tschechischen Republik zusätzlich jeweils Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt jeweils 3,2 GW und dafür in Deutschland entsprechend weniger Erdgaskraftwerke gebaut. In beiden Fällen werden die Kosten für CO₂-Emissionsrechte berücksichtigt.

6.2.3.3 Ergebnisse

Die Simulationsrechnungen mit dem EMELIE-Modell für das Ausgangsjahr 2004 und für 2030 haben zu folgenden Ergebnissen geführt. Für das Ausgangsjahr wurde eine befriedigende Annäherung an die Daten von UCTE erreicht. Größere Abweichungen bestehen zwischen Ist-Daten zu Stromflüssen nach UCTE zu den mit EMELIE geschätzten Werten des deutschen Stromhandels mit Frankreich und Holland. Da die deutschen Nettoimporte aus Frankreich nach EMELIE im gleichen Umfang geringer ausfallen wie die deutschen Nettolieferungen nach Holland, dürfte die Ursache für diese Abweichungen in der stark vereinfachten Modellierung des europäischen Hochspannungsnetzes im EMELIE-Modell liegen. Im Übrigen handelt es sich bei den in Tabelle 5-11 angegebenen UCTE-Daten zum Stromaustausch um physikalische Stromflüsse, während mit dem EMELIE-Modell kommerzielle Lieferungen ermittelt werden. Eine völlige Übereinstimmung der Daten wäre daher ohnehin nicht plausibel.

²¹⁵ Grundsätzlich könnte Deutschland mehr Kernkraftstrom auch aus Frankreich beziehen. Da im Rahmen dieser Studie die Auswirkungen der EU-Integration geprüft werden sollen, wurde diese Option hier aber nicht untersucht.

Tabelle 6–5

Stromhandel Deutschlands mit seinen Nachbarländern nach Modellrechnungen mit dem EMELIE-Modell (+ = Importe, - = Exporte) in TWh

	2004		2030			
	UCTE	EMELIE	Referenzszenario		Szenario Offene Märkte	
			ohne CO ₂ -Kosten	mit CO ₂ -Preis 25-€/t	+ erhöhte Transportkapazitäten*	+ Verlagerung Produktionskapazitäten
Dänemark ¹	2,00	7,30	8,00	8,00	8,26	7,61
Frankreich	15,09	10,87	31,33	33,57	34,83	34,98
Niederlande	-16,80	-12,24	-6,60	-6,60	-12,60	-12,60
Schweden	-0,18	1,11	1,11	1,11	2,11	2,11
Polen	-2,71	-0,57	-0,94	-2,42	-4,48	25,46
Tschechische Republik	12,97	15,11	20,35	20,35	25,36	40,00
Österreich	-4,46	-6,00	-6,00	-6,00	-8,77	-7,06

¹ Einschließlich Ostdänemark, dessen Stromnetz zum Nordel-System gehört.
Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit dem EMELIE-Modell.

Im **Referenzfall** (ohne CO₂-Kosten) steigen nach den Ergebnissen des EMELIE-Modells bis zum Jahr 2030 die Strombezüge Deutschlands aus Frankreich stark und aus der Tschechischen Republik deutlich an. Der Stromaustausch mit den übrigen hier berücksichtigten Ländern ändert sich nur geringfügig. Bei steigenden CO₂-Preisen und gegenüber der Ausgangssituation unverändert großen Transportkapazitäten ziehen die Importe aus Frankreich noch etwas an, dafür liefert Deutschland etwas mehr Strom nach Polen. Der Stromaustausch mit den übrigen Ländern verändert sich nicht, weil bereits im Referenzfall ohne CO₂-Kosten die Transportkapazitäten voll ausgelastet sind und ein weiterer Anstieg des Stromhandels daher nicht möglich ist.

Im **Szenario „Offene Märkte“** werden – ausgehend vom Referenzfall mit CO₂-Kosten – die Kapazitäten der internationalen Stromverbindungen, mit Ausnahme der Verbindungen zwischen Frankreich und Deutschland, verdoppelt. In diesem Fall bezieht Deutschland mehr Strom aus der Tschechischen Republik und aus Frankreich, in geringem Umfang auch aus Schweden und Dänemark. Dafür steigen die Exporte Deutschlands nach Holland kräftig und weniger stark nach Polen und Österreich. Da die Nettoimporte bei etwa gleich großem Stromverbrauch insgesamt etwas zurückgehen, dürften die deutschen Kraftwerke in diesem Fall auch auf dem Inlandsmarkt wettbewerbsfähiger geworden sein.

Werden in Polen und der Tschechischen Republik zusätzlich zu den Prognosen der EU jeweils Kernkraftwerke mit einer Leistung von insgesamt jeweils 3,2 GW und dafür in Deutschland entsprechend weniger Erdgaskraftwerke gebaut, dann steigen die Stromimporte aus Po-

len und der Tschechischen Republik massiv an – das setzt allerdings zumindest in der Tschechischen Republik nochmals eine Steigerung der Transportkapazitäten voraus. Beim Stromaustausch mit den übrigen Ländern kommt es aber nur zu geringen Veränderungen.

Im Ausgangsjahr sind die Großhandelspreise für Strom in Deutschland höher als in den meisten der hier betrachteten Länder. Noch höhere Preise haben lediglich Holland und Österreich. Im Jahr 2030 hat Deutschland nur noch gegenüber Frankreich und Schweden Kostennachteile, deren Preisvorteil nimmt allerdings deutlich zu – vor allem derjenige Frankreichs. Gegenüber den übrigen Ländern verbessert sich die deutsche Position teilweise deutlich. Bei Berücksichtigung von CO₂-Emissionskosten von 25 €/t wird Schweden zu dem bei weitem kostengünstigsten Stromanbieter, an zweiter Stelle folgt Frankreich. Von den übrigen Ländern verbessert sich die Position Dänemarks und Österreichs wegen des großen Anteils regenerativer Energien, der Kostennachteil in den Niederlanden nimmt gegenüber 2004 wegen des hohen Anteils von erdgasgefeuerten Anlagen weniger stark zu.

Tabelle 6–6

Großhandelspreise für Strom nach Szenariorechnungen mit dem EMELIE-Modell

	2004	2030			
		Referenzszenario		Szenario Offene Märkte	
		ohne CO ₂ -Kosten	mit CO ₂ -Preis 25-€/t	+ erhöhte Transportkapazitäten	+ Verlagerung Produktionskapazitäten
	Preise in €/MWh				
Deutschland	16,85	16,08	24,22	21,41	18,98
Dänemark	16,36	21,02	24,23	25,79	25,79
Frankreich	16,53	13,93	18,94	19,94	17,75
Niederlande	20,26	25,93	30,22	28,08	27,46
Schweden	13,80	12,25	15,78	15,89	13,19
Polen	14,26	16,36	26,74	25,91	26,08
Tschechische Republik	14,43	17,35	27,66	26,97	24,30
Österreich	22,18	24,46	26,97	26,88	26,71
	Preisdifferenz zu Deutschland in €/MWh				
Dänemark	-0,49	4,94	0,01	4,38	6,81
Frankreich	-0,32	-2,15	-5,28	-1,47	-1,23
Niederlande	3,41	9,85	6,00	6,67	8,48
Schweden	-3,05	-3,83	-8,44	-5,52	-5,79
Polen	-2,59	0,28	2,52	4,50	7,10
Tschechische Republik	-2,42	1,27	3,44	5,56	5,32
Österreich	5,33	8,38	2,75	5,47	7,73
Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit dem EMELIE-Modell.					

Lediglich gegenüber Polen und der Tschechischen Republik verbessert sich durch die Einführung des CO₂-Emissionshandels die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Stromversorgung. Offene Strommärkte mit erhöhten Transportkapazitäten dämpfen demgegenüber die Kosten der deutschen Stromwirtschaft und verbessern die Position der Stromverbraucher in Deutschland gegenüber denen in sämtlichen Nachbarländern. Durch Nutzung von Kernkraftkapazitäten in Nachbarländern könnte dieser Effekt gegenüber den meisten Ländern noch verstärkt werden, allerdings wäre dann auch mit Arbeitsplatzverlusten in den dadurch verdrängten Kraftwerken in Deutschland zu rechnen.

7 Gesamtwirtschaftliche Auswirkungen eines erhöhten Stromhandels

Das Wichtigste in Kürze

Mit Hilfe des empirischen Gleichgewichtsmodell GTAP wurde untersucht, welche Auswirkungen eine Ausweitung der Übertragungskapazitäten für Strom auf die deutsche Wirtschaft hat. Dazu werden – wie bereits bei der Analyse mit dem Strommodell EMELIE – die maximalen Mengen des mit den neuen Mitgliedsstaaten gehandelten Stroms verdoppelt. Die Transportkapazitäten, die Deutschland mit den anderen Regionen verbinden, bleiben unverändert. Nach den Ergebnissen der Analyse reduziert eine Verdoppelung der Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn Polen und der Tschechischen Republik zwar die Transportpreise und die Stromkosten für die Verbraucher in Deutschland, allerdings sinken die durchschnittlichen Energiekosten der Wirtschaftsbereiche in Deutschland in der Modellsimulation weniger als 0,1 %. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf die deutsche Wirtschaft dürften äußerst gering sein.

Im Folgenden soll eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung der Auswirkungen unterschiedlicher Optionen der Integration der europäischen Strommärkte mit Hilfe eines berechenbaren Gleichgewichtsmodells (CGE-Modell) durchgeführt werden. Dabei werden wie schon bei den Simulationsrechnungen mit dem EMELIE-Modell (Kapitel 6.3.3) zwei Szenarien einander gegenüber gestellt: Ein Referenzszenario mit unveränderten Nettotransferkapazitäten für Strom sowie ein Szenario „Offene Märkte“, in dem angenommen wird, dass sich die Transportkapazitäten zwischen Deutschland und seinen Nachbarn verdoppeln. Während das Ziel bei den vorangegangenen Rechnungen darin bestand, die Auswirkungen veränderten Wettbewerbs auf die Mengen und Preise der erzeugten und gehandelten Elektrizität zu untersuchen, werden hier die Auswirkungen auf andere Märkte und die gesamte Ökonomie analysiert.

7.1 Theoretische Vorüberlegungen

Zunächst sollen einige theoretische Vorüberlegungen angestellt werden. Dies ist hilfreich, um die Ergebnisse einer CGE-Analyse zu verstehen und sie auf Plausibilität prüfen zu können. Dazu wird auf Erkenntnisse der Außenhandelstheorie zurückgegriffen, die sich mit derartigen

Fragestellungen befasst, insbesondere die neuere Literatur, die den Handel mit intermediären Produkten untersucht.²¹⁶

Im Folgenden sei – wie in Abschnitt 6.3.2 dargestellt – angenommen, dass aufgrund unterschiedlicher Entscheidungen über die Nutzung von Kernenergie sowie hoher Preise für fossile Energieträger und CO₂-Emissionsrechte die Stromerzeugungskosten in den NMK niedriger seien als in Deutschland. In einer (hypothetischen) Autarkiesituation sind die Strompreise in den NMK also geringer als in Deutschland.²¹⁷ Nimmt man dann an, dass der Außenhandel zwischen den Regionen aufgenommen wird, Strom jedoch nicht gehandelt werden kann,²¹⁸ so ist nach dem Heckscher-Ohlin-Modell damit zu rechnen, dass sich die NMK tendenziell auf die Produktion „stromintensiver“ Güter spezialisieren und diese exportieren werden.²¹⁹ Ferner erhöht sich die Stromintensität in den NMK und es ist damit zu rechnen, dass sich die Preise auch für den selbst nicht direkt gehandelten Strom in den beiden Regionen angleichen werden.

Wenn bis 2030 Engpässe bei den Leitungskapazitäten abgebaut werden und die Transportkosten hinreichend sinken, kann es für die NMK lohnend werden, den Strom selbst zu exportieren. Dies hat Folgen für die Strompreise und die Spezialisierung der Produktion in beiden Ländern. Die Strompreise werden sich – bis auf die Transportkosten sowie die Unterschiede in den nationalen Steuern – im Lieferland und Empfängerland angleichen. Dadurch entsteht ein erhöhter Wettbewerbsdruck und die Gewinnmargen für die deutschen Stromerzeuger werden tendenziell sinken. Im Gegenzug profitieren deutsche Stromverbraucher von sinkenden Strompreisen. Die Unternehmen setzen Strom für die Herstellung ihrer Produkte und Dienstleistungen ein. Bei sinkenden Strompreisen können insbesondere die Hersteller stromintensiver Produkte ihre Wettbewerbsfähigkeit gegenüber ausländischen Konkurrenten verbessern und werden Veränderungen in der Produktion vornehmen. Über die Verflechtun-

²¹⁶ Die entsprechenden Fragen werden unter den Stichworten Handel mit Zwischenprodukten, Fragmentierung von Produktionsprozessen, Outsourcing oder Offshoring diskutiert. Siehe Chung, Deardorff (2005), Deardorff (2005a und b), Venables (1999). Auswirkungen von Fragmentierung im Zusammenhang mit der europäischen Integration diskutieren Caetano et al. (2002).

²¹⁷ Dazu ist es notwendig, dass die Erzeugungskosten des relevanten Grenzkraftwerkes geringer sind.

²¹⁸ In der Außenhandelstheorie wird ein Teil der Güter als nicht handelbar bezeichnet. Dies bedeutet i.d.R. jedoch nicht, dass es unmöglich ist, solche Güter oder Dienstleistungen zu exportieren oder importieren. Vielmehr werden die Transportkosten als so hoch angesehen, dass sich auch bei substantiellen Preisunterschieden zwischen zwei Ländern der internationale Handel nicht lohnt.

²¹⁹ Die Ergebnisse des 2x2x2-Modell lassen sich auf die allgemeinere Situation mehrerer Produktionsfaktoren und Güter nur als Korrelationsaussage übertragen, ohne Aussagen über einzelne Güter treffen zu können. Vgl. z.B. Deardorff (1982).

gen auf den Faktormärkten, den Bezug von Vorprodukten und die Lieferung von Zwischenprodukten strahlen derartige Effekte auf andere Branchen und Märkte aus. Ob und wie sich dieser Impuls auswirkt, hängt von den Bedingungen auf den anderen Märkten ab, z.B. von der Ausstattung mit anderen Produktionsfaktoren oder von der relativen Effizienz der Produktion stromintensiver Produkte. Angesichts derzeit relativ niedriger Löhne könnte dies eine stärkere Spezialisierung der NMK auf arbeitsintensive Güter bedeuten.

Die gesunkenen Transportkosten bieten beiden Regionen die Möglichkeit einer neuen Arbeitsteilung und entsprechender Wohlfahrtsgewinne. Welche Veränderungen induziert werden und ob tatsächlich Handelsgewinne realisiert werden können, hängt von den konkreten Umständen in den Ökonomien ab und kann nicht a priori gesagt werden. Hinweise darauf kann die empirische Analyse ermöglichen.

7.2 Modellgestützte Analyse

Für die quantitative Analyse wird hier ein computergestütztes Modell eingesetzt. Ein Modell ist ein vereinfachtes Abbild der Volkswirtschaft, das ein „ähnliches Verhalten“ aufweist wie das Originalsystem. Durch Experimente mit dem Modell werden Rückschlüsse auf die Reaktion der Volkswirtschaft auf veränderte Rahmenbedingungen gezogen. Computergestützte Modelle erlauben, große Datenmengen zu verarbeiten und komplexe Systeme zu analysieren. Sie verbessern so das Verständnis für die qualitativen und quantitativen Zusammenhänge in der Volkswirtschaft.

7.2.1 Das empirische Gleichgewichtsmodell GTAP

Die Analyse wird mit dem empirischen Gleichgewichtsmodell GTAP durchgeführt, das im Rahmen des Global Trade Analysis Project an der Purdue University entwickelt wurde. Das Modell entstand 1993 und wurde seither stetig durch die Projektgruppe unter Beteiligung eines großen Netzwerkes von über 4.000 Nutzern weiterentwickelt. Der Modellcode ist öffentlich zugänglich. Dies ermöglicht die Anpassung des Modells für spezielle Fragestellungen. Ferner unterliegt das Modell dadurch der ständigen Überprüfung durch eine große Anzahl von Nutzern in nahezu allen Ländern der Welt.

Empirische Gleichgewichtsmodelle²²⁰ haben ihren Ursprung in der neoklassischen allgemeinen Gleichgewichtstheorie.²²¹ Diese Theorie nimmt an, dass die Wirtschaftsakteure im eigenen Interesse und rational handeln, wobei die privaten Haushalte ihren Nutzen und die Unternehmen ihre Gewinne maximieren. Für die meisten Märkte wird angenommen, dass vollkommener Wettbewerb herrscht und der Preismechanismus zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage führt. In empirischen Modellen werden diese restriktiven Annahmen vielfach aufgehoben, um Abweichungen vom vollkommenen Wettbewerb abzubilden und die Auswirkungen verschiedener Formen von Marktversagen zu untersuchen. Moderne Software-Umgebungen und leistungsfähige Algorithmen ermöglichen komplexe Mehr-Länder- und Mehr-Sektoren-Modelle mit realitätsnahen Annahmen zu lösen.

Das GTAP-Modell wurde speziell für die Untersuchung handelspolitischer Fragen konstruiert. Das Modell ist in Hertel (1997) detailliert dokumentiert. Hier soll daher nur eine elementare Beschreibung der Modellcharakteristika gegeben werden, die zum Verständnis der Simulationsergebnisse notwendig sind.

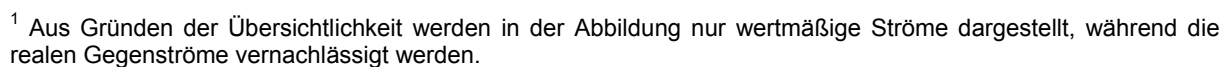
Das GTAP-Modell ist ein komparativ-statisches Mehr-Länder-Modell, in dem bilaterale Handelsströme sowie tarifäre und nicht-tarifäre Handelshemmnisse explizit abgebildet werden. Die Grundstruktur des Modells spiegelt weitgehend die heute übliche Praxis der Modellierung wider. Das Angebot und die Nachfrage von Gütern und Produktionsfaktoren werden aus dem Optimierungsverhalten der privaten Haushalte, des Staatssektors und der Unternehmen unter Berücksichtigung der relevanten Nebenbedingungen (z.B. der Produktionsfunktionen oder Budgetbeschränkungen) abgeleitet. Einkommens- und Ausgabenströme werden konsistent innerhalb und zwischen den Regionen abgebildet. Abbildung 7-1 gibt eine Übersicht über die Verflechtung der Ströme zwischen den Akteuren im Modell. Hierbei ist auf eine Besonderheit des GTAP-Modells hinzuweisen. In GTAP wird ein fiktiver Akteur „regionaler Haushalt“ angenommen. Diesem fließt das gesamte Einkommen (Faktoreinkommen, aber auch Steuern) zu, das dieser gemäß seiner Nutzenfunktion auf Konsumausgaben, Staatsausgaben und Ersparnisse aufteilt.²²²

²²⁰ Diese Modellklasse wird auch als angewandte Gleichgewichtsmodelle (AGE-Modelle) oder Computable General Equilibrium (CGE-)Modelle bezeichnet.

²²¹ Vgl. z.B. Varian (1994).

²²² Diese Konstruktion ermöglicht, eine Wohlfahrtsfunktion für die gesamte Ökonomie zu konstruieren.

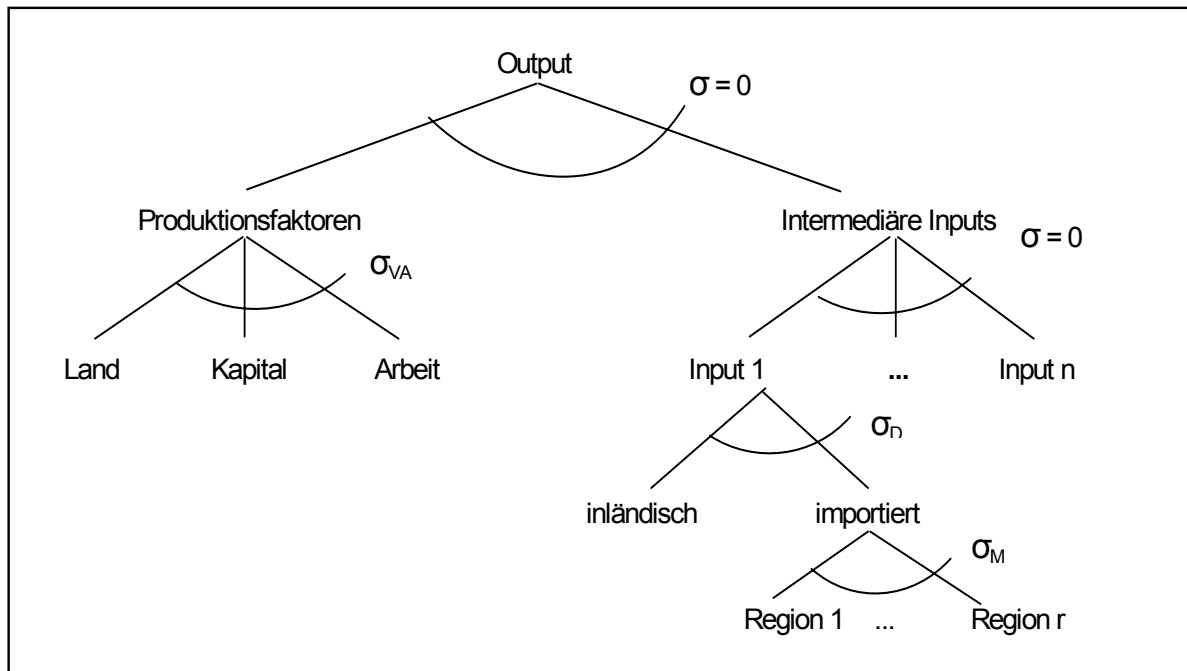
Verflechtung von Akteuren und Wertströmen im GTAP-Modell



Angebot und die Nachfrage werden durch „geschachtelte Funktionen“ (nested functions) abgebildet. Dieses Verfahren erlaubt, mit relativ einfachen funktionalen Formen einzelner Gleichungen flexible Substitutions- und Komplementaritätsbeziehungen abzubilden.²²³ Abbildung 7-2 stellt die Struktur des Produktionsmodells in GTAP dar.

271

Abbildung 7-2

Produktionsstruktur im GTAP-Modell

Quelle: Burniaux, Truong (2002).

Die Wahl zwischen verschiedenen Produktionsinputs wird durch CES-Funktionen (constant elasticity of substitution = konstante Substitutionselastizität) modelliert. Nur für den Einsatz von intermediären Produkten wird angenommen, dass dieser in einem festen Verhältnis zum Output steht (Leontieff-Funktion). In der Grafik wird dies durch die Angabe $\sigma = 0$ zum Ausdruck gebracht. Für Importe wird die sogenannte Armington-Annahme getroffen: Inländische und importierte Güter werden in GTAP (im Konsum ebenso wie in der Produktion) als unvollkommene Substitute betrachtet.

Für die hier vorliegende Untersuchung war es notwendig, eine Modifikation des GTAP-Modells vorzunehmen. Die Beschränkung der Transportkapazität für Elektrizität wird in Form von quantitativen Restriktionen für den bilateralen Handel mit Strom eingeführt. Dabei wird angenommen, dass (zu einem gegebenen Zeitpunkt) die Leitungskapazitäten eine Obergrenze für den internationalen Stromhandel darstellen. Sofern die Kapazitäten ausgeschöpft sind, schlägt sich eine höhere Nachfrage in den Preisen, nicht aber in der Menge nieder. Diese Modellierung lässt offen, ob die geschaffenen Transportkapazitäten auch tatsächlich ausgeschöpft werden. Solange die Kapazitätsgrenze nicht erreicht wird, erfolgt der Stromtransport zu Grenzkosten. Ist die Kapazität ausgeschöpft, so können die Netzbetreiber zusätzlich eine

Knappheitsrente erzielen. Formal entspricht dies einem Komplementaritätsproblem, das hier in Anlehnung an Bach/Pearson (1996) und Elbehri/Pearson (2005) implementiert wird.

7.2.2 Datenbasis

Als Datenbasis wird für die Modellanalyse die GTAP Datenbasis verwendet. Aus der Erkenntnis heraus, dass die Datenbasis (inklusive der verwendeten Modellparameter) von wesentlicher Bedeutung für die Simulationsergebnisse ist, wurde im Rahmen des GTAP-Projektes ein konsistenter Datensatz auf der Basis nationaler statistischer Daten entwickelt. Die neueste Version 6 dieser Datenbasis, die Ende 2004 veröffentlicht wurde, bildet die Weltwirtschaft im Jahr 2001 ab.²²⁴

Der Datensatz umfasst Informationen über die Produktion und die Verwendung von Gütern und Dienstleistungen, untergliedert nach 57 Wirtschaftsbereichen und 87 Ländern bzw. Regionen, die aus länderspezifischen Input-Output (I-O)-Tabellen abgeleitet sind. Enthalten sind ebenfalls Daten der bilateralen Handelsstatistik des Statistischen Büros der Vereinten Nationen. In der neuesten Version liegen dabei erstmals auch Informationen für alle neuen Mitgliedstaaten der EU in konsistenter Form für die Verwendung in empirischen Gleichgewichtsmodellen vor. Ferner enthält der Datensatz Protektionsdaten über Zölle, Zolläquivalente und nicht-tarifäre Handelshemmnisse, die überwiegend auf GATT-Informationen basieren.²²⁵

In Modellsimulationen ist es weder möglich noch sinnvoll, den Datensatz in voller Detaillierung zu verwenden. Vielmehr muss er so aggregiert werden, dass (nur) die als relevant erachteten Regionen und Sektoren explizit dargestellt werden. Hier wird eine Aggregation mit 7 Regionen und 7 Sektoren zugrunde gelegt (vgl. Tabelle 7–1).

²²⁴ Dimaranan and McDougall, forthcoming.

²²⁵ Ausführlicher dazu sowie zum Anpassungsbedarf der Daten für einen vollständigen, kompatiblen und konsistenten Datensatz siehe Brockmeier, Salamon (2003).

Tabelle 7–1

Aggregation der Datenbasis

Modellregionen	
GER	Deutschland
XEU15	Rest der EU15
CZE	Tschechische Republik
POL	Polen
XNMK	Rest der NMK
XOECD	Rest der OECD
ROW	Rest der Welt
Sektorale Gliederung	
Agriculture	Land- und Forstwirtschaft, Nahrungsmittel
Energy	Energiewirtschaft (ohne Strom)
ely	Stromwirtschaft
EIM	energieintensive Wirtschaftszweige
NEIM	nicht-energieintensive Industrie
T_T	Handel und Transport
SERV	sonstige Dienstleistungen

7.2.3 Methodik und Szenarien

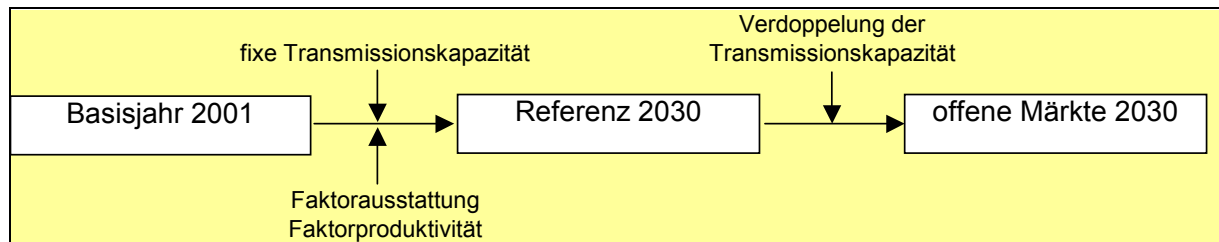
Bei der Berechnung wird die so genannte Szenariotechnik eingesetzt. Dabei werden zwei Szenarien quantitativ beschrieben und verglichen: Ein Referenzszenario, das eine Entwicklung ohne die zu untersuchenden Maßnahmen beschreibt, sowie ein Politikszenario, das sich vom Referenzszenario allein durch diese Maßnahmen unterscheidet. Unterschiede in den Ergebnissen (z.B. für Output, Beschäftigung oder Preise) können dann als Wirkung der Maßnahme interpretiert werden.

Ausgangspunkt der Analyse ist hier die Abbildung der Weltwirtschaft im Jahr 2001, dem Basisjahr des neuesten GTAP-Datensatzes. In komparativ-statischen Analysen wird häufig dieses Basisjahr als Referenzszenario gewählt. Dies ist methodisch angebracht, wenn angenommen werden kann, dass die Strukturen der Ökonomie im Basisjahr auch die Strukturen des Untersuchungszeitraumes hinreichend widerspiegeln und sich die analysierte Politikmaßnahme auf relative Größen (z.B. Steuersätze) bezieht. Im vorliegenden Fall wird dieses Vorgehen aus zwei Gründen als problematisch erachtet. Zum einen ist anzunehmen, dass sich bis 2030 die Strukturen in der Weltwirtschaft erheblich ändern dürften, insbesondere die wirtschaftlichen Strukturen in den neuen Mitgliedsstaaten. Außerdem dürften diese ein relativ hohes Wachstum erzielen und so ihr wirtschaftliches Gewicht gegenüber den alten Mitglieds-

staaten erhöhen. Zum anderen bezieht sich die hier durchgeführte Analyse auf eine Größe, deren absolutes Niveau (und nicht die relative Größe) maßgeblich ist – die internationale Transmissionskapazität für Strom.

Daher wird hier die in Abbildung 7-3 dargestellte Vorgehensweise gewählt.

Abbildung 7-3

Vorgehensweise der CGE-Analyse

Im ersten Schritt wird ausgehend vom Basisjahr durch die Anpassung einiger Modellparameter (Faktorausstattung und Faktorproduktivität) ein grobes „Bild“ der Ökonomie im Jahr 2030 als Referenzszenario konstruiert. Dabei werden die wesentlichen makroökonomischen Eckdaten von European Commission (2005c) zugrunde gelegt. Bei diesem Schritt wird angenommen, dass sich die internationalen Transmissionskapazitäten für Strom nicht wesentlich ändern und daher keine substantielle Steigerung des internationalen Handels mit Strom möglich ist.

Im zweiten Schritt werden die Effekte einer Ausweitung der Übertragungskapazitäten untersucht. Dazu werden – wie bereits bei der Analyse mit dem Strommodell EMELIE – die maximalen Mengen des mit den neuen Mitgliedsstaaten gehandelten Stroms verdoppelt. Die Kapazitäten mit den anderen Regionen bleiben unverändert.

7.2.4 Ergebnisse

7.2.4.1 Szenario Referenz 2030

Das Szenario Referenz 2030 hat die Aufgabe, ein grobes Abbild der globalen Ökonomie im Jahr 2030 zu liefern, das als Ausgangspunkt für die weitere Analyse dient. Dabei spielt die absolute und relative Größe der nationalen Volkswirtschaften eine wesentliche Rolle, da diese beeinflusst wie „knapp“ die Leitungskapazitäten für den internationalen Stromtransport sind. Bei der Konstruktion dieses Szenarios werden makroökonomische Eckdaten von European

Commission (2005c) zugrunde gelegt, die auf Berechnungen mit PRIMES beruhen. Insbesondere soll die Entwicklung des GDP in den Modellregionen nachgebildet werden. Um die Entwicklung des BIP zu reproduzieren, werden verschiedene Modellgrößen angepasst: zum einen die Produktivitätsentwicklung, zum anderen die Ausstattung mit den Produktionsfaktoren Arbeit und Kapital. Bezüglich der Produktivitätsentwicklung wird angenommen, dass die Produktivität aller Produktionsfaktoren sowie der intermediären Inputs mit der gleichen Rate wächst. Das jährliche Wachstum wird mit 1,5 % p.a. in den NMK sowie in den Entwicklungsländern angesetzt, mit 1,2 % p.a. in allen anderen Modellregionen. Vorgaben für die Bevölkerung werden direkt European Commission (2005c) entnommen. Das Wachstum des Kapitalstocks wird dann so bestimmt, dass die vorgegebene BIP-Entwicklung erreicht wird. Tabelle 7–2 fasst die Eckdaten des Szenarios 2030 zusammen.

Tabelle 7–2

Eckdaten des Szenarios 2030

	BIP	Bevölkerung	Kapitalstock	Faktor- produktivität	BIP	Bevölkerung	Kapitalstock	Faktor- produktivität
	2000 = 100				Veränderung in % p.a.			
DEU	183,8	99,5	221,7	141,0	2,05	-0,02	2,69	1,20
XEU15	202,4	103,6	262,4	141,0	2,38	0,12	3,27	1,20
CZE	231,8	92,6	149,9	154,0	2,84	-0,26	1,36	1,50
POL	315,5	94,7	332,6	154,0	3,90	-0,18	4,09	1,50
XNMK	249,1	89,5	163,8	154,0	3,09	-0,37	1,66	1,50
XOECD	220,0	100,0	364,6	141,0	2,66	0,00	4,41	1,20
ROW	220,0	120,0	165,1	154,0	2,66	0,61	1,68	1,50

Quelle: European Commission (2005), eigene Berechnungen des DIW Berlin.

Dabei wird unterstellt, dass die Kapazitäten für den internationalen Stromtransport im Basisjahr 2001 vollkommen ausgeschöpft sind und der Stromhandel nicht ausgeweitet werden kann. Diese Annahme stellt eine grobe Vereinfachung dar, da zwischen verschiedenen Ländern zumindest zeitweise freie Kapazitäten verfügbar sind. Das bedeutet jedoch nicht, dass freie Kapazitäten zu den Zeiten verfügbar sind, zu denen sie aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen benötigt werden. Ein Modell wie GTAP ist nicht dafür konstruiert, diese Sachverhalte angemessen abzubilden. Dies ist jedoch auch nicht unbedingt notwendig, da hier die Auswirkungen einer Veränderung von Strompreisdifferenzen im Vordergrund stehen, nicht deren Ermittlung selbst.

In Folge der Beschränkung der Leitungskapazitäten entstehen Zusatzgewinne (Renten) bei der Durchleitung. Diese betragen im Szenario Referenz 2030 für den Transport von der Tschechischen Republik nach Deutschland etwa 25 %, von Polen nach Deutschland etwa 35 % des nationalen Strompreises. Dadurch entsteht eine Differenz der Strompreise zwischen Deutschland und den betroffenen Nachbarländern, die durch den internationalen Handel nicht abgebaut werden kann.

7.2.4.2 Szenario Offene Märkte

Das Szenario Offene Märkte wird ähnlich wie bei der Analyse mit dem Strommodell EME-LIE konstruiert. Dort wurde angenommen, dass die Transportkapazitäten für Strom zwischen Deutschland und seinen Nachbarländern – mit Ausnahme von Frankreich – bis 2030 verdoppelt werden. Da bei der Analyse mit GTAP die alten Mitgliedstaaten nicht einzeln abgebildet werden, wird angenommen, dass die Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und den neuen Mitgliedstaaten verdoppelt werden, mit den anderen Regionen unverändert bleiben.

Die erweiterten Kapazitäten werden in der Modellsimulation fast vollständig in Anspruch genommen, nur die Exportkapazität von Deutschland nach Polen wird nicht voll ausgeschöpft. Daher entstehen weiterhin Renten für die Betreiber der Leitungen. Zwischen Deutschland und der Tschechischen Republik sinken diese von etwa 25 % auf gut 8 % des Strompreises, für Importe aus Polen von 35 % auf knapp 19 %. Dies schlägt sich in einem Rückgang der Importpreise für Strom aus der Tschechischen Republik und Polen um gut 12 % nieder. Der durchschnittliche Marktpreis für importierten Strom sinkt in Deutschland in der Folge allerdings nur um gut 1,2 %. Auf die Strompreise der Wirtschaftsbereiche wirkt sich dies in Abhängigkeit von der Importquote insgesamt nur in geringem Umfang aus (Tabelle 7–3).

Tabelle 7–3

Durchschnittlicher Strompreis der Wirtschaftsbereiche im Szenario Offene Märkte Veränderung gegenüber Referenz 2030 in %

Landwirtschaft, Nahrungsmittel	-0,06
Arbeitsintensive Industrien	-0,05
Energieintensive Industrien	-0,07
Energiewirtschaft (ohne Strom)	-0,08
Stromwirtschaft	-0,11
Handel und Transport	-0,04
Dienstleistungen	-0,04
Quelle: Berechnungen des DIW Berlin mit GTAP.	

Entsprechend gering sind die Auswirkungen auf die Produktion und die Exporte. Die Veränderungen aller Wirtschaftsbereiche bewegen sich unterhalb von 0,05 %. Wie zu erwarten nimmt die Produktion energieintensiver Industrien leicht zu, während arbeitsintensive Industrien leicht schrumpfen. Die anderen Wirtschaftsbereiche bleiben unverändert.

Auch die gesamtwirtschaftlichen Effekte sind quantitativ vernachlässigbar. Das BIP steigt in allen Ländern leicht an, am stärksten in der Tschechischen Republik. Auch hier liegen alle Werte unterhalb von 0,01 %.

7.2.5 Zusammenfassung und Folgerungen

Die Ergebnisse der Analyse mit dem CGE-Modell GTAP legen nahe, dass eine Verdoppelung der Leitungskapazitäten zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn Polen und der Tschechischen Republik nur äußerst geringe Auswirkungen auf die deutsche Wirtschaft haben dürfte. Ein solcher Ausbau reduziert die Transportpreise und die Stromkosten. Der Wettbewerbsdruck auf die deutsche Stromwirtschaft steigt und die Stromerzeugung in Deutschland geht leicht zurück. Allerdings fällt dieser Effekt gering aus, da der Anteil dieser Länder am Stromverbrauch in Deutschland gering ist und auch bei einer Verdoppelung der Transportkapazität zwischen Deutschland, Polen und der Tschechischen Republik Engpässe bestehen bleiben. Die durchschnittlichen Energiekosten der Wirtschaftsbereiche in Deutschland sinken in der Modellsimulation weniger als 0,1 %. Bei höheren Unterschieden der Erzeugungskosten und einem stärkeren Ausbau der Leitungskapazitäten können die Effekte entsprechend höher ausfallen.

Die Ergebnisse der neueren Außenhandelsliteratur über den Handel mit intermediären Gütern und die Fragmentierung von Produktionsprozessen lassen erwarten, dass die Senkung des

Preises für Importstrom zu einer Veränderung der Spezialisierungsmuster in der deutschen Volkswirtschaft hin zu mehr energieintensiven Produkten führt. Dies wird durch die Modellsimulation qualitativ bestätigt. Die Auswirkungen auf die Produktion der Wirtschaftsbereiche sind jedoch quantitativ vernachlässigbar. Bei dieser Betrachtung wurden die Kosten für den Bau neuer Leitungskapazitäten und die durch den Bau selbst induzierten Effekte nicht berücksichtigt. Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen sind tendenziell positiv, quantitativ jedoch vernachlässigbar.

8 Energiepolitik

Das Wichtigste in Kürze

Die neuen und künftigen osteuropäischen Mitgliedsländer der EU sind (ähnlich wie Deutschland) stark von Öl- und Erdgasimporten – insbesondere aus Russland – abhängig. Durch ihren Beitritt erhöht sich daher der Zugriff Deutschlands auf Energieressourcen nicht. Die Sicherheit der deutschen Energieversorgung erhöht sich tendenziell dennoch, da Öl- und Erdgas aus Russland und anderen Nachfolgestaaten der Sowjetunion über die Territorien einiger dieser Länder nach Deutschland und Westeuropa transportiert werden und diese dem europäischen Wettbewerbsrecht unterliegen. Wegen der vergleichbar schlechten Ressourcenausstattung Deutschlands und der neuen Mitgliedsländer liegt es nahe, dass die Zusammenarbeit der Unternehmen zur Erschließung und Beschaffung von Energieträgern gefördert wird. Ein weiteres gemeinsames Ziel könnte sein, Alternativen zu Erdöl und Erdgas zu erarbeiten z.B. durch die Entwicklung von sauberen Kohlenkraftwerken und von innovativen Verfahren zur Erzeugung von Biokraftstoffen oder durch die verstärkte Nutzung von LNG. Außerdem sollten die Energieinfrastrukturen in Deutschland stärker mit denen in osteuropäischen Ländern vernetzt werden. Entsprechende Bemühungen von deutscher Seite würden deutlich machen, dass die strategische Partnerschaft mit Russland vor allem im Erdgassektor letztlich auch den Interessen unserer osteuropäischen EU-Partner dient.

Die Energiepolitik der Bundesrepublik Deutschland orientiert sich an den Zielen einer kostengünstigen, umweltverträglichen und sicheren Energieversorgung. Die Schwerpunkte im Rahmen dieses Zieldreiecks können unterschiedlich gesetzt werden. Energiepolitik als Teil der Wirtschaftspolitik dient vor allem dem Wirtschaftswachstum, indem sie im Energiesektor diejenige Entwicklung durchsetzt, welche die Befriedigung des künftigen Energiebedarfs mit auf lange Sicht minimalen volkswirtschaftlichen Kosten ermöglicht.²²⁶

Energiepolitik aus Sicht der Umweltpolitik stellt die Reduktion von Umweltbelastungen und die langfristige Sicherung der Lebensgrundlagen in den Vordergrund. Dieses Ziel kann in einer geschlossenen Volkswirtschaft mit dem Wachstumsziel in Übereinstimmung gebracht

²²⁶ Die prägnanteste Formulierung dieser Orientierung stammt von Schneider (1968).

werden, wenn die externen Kosten der Energieversorgung richtig eingeschätzt und durch die Umweltpolitik mit Hilfe von Normen, Steuern und anderen Instrumenten angemessen in betriebswirtschaftliche Kosten transformiert werden. Haben Nachbarländer oder sonstige Drittstaaten, mit denen Deutschland Handel betreibt und sonstige Wirtschaftsbeziehungen unterhält, geringere Umweltauforderungen, dann sind Wachstums- und Umweltziele sehr viel schwieriger in Einklang zu bringen.

Die neuen Mitgliedsländer verfügen wie Deutschland über zu geringe Ressourcen und Produktionskapazitäten, um ihren Primärenergiebedarf selbst voll decken zu können. Insgesamt können diese Länder mit vertretbarem Aufwand nur eine relative Sicherheit ihrer Energieversorgung durch Diversifizierung der Importe und durch Vorhaltung von Beständen einzelner Energieträger erreichen.

Der Spielraum der nationalen Energiepolitiken in Deutschland und in den neuen Mitgliedsländern wird heute bereits erheblich durch EU-Vorgaben eingeschränkt. Dazu gehören vor allem die Anforderungen an die Marktstrukturen im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung und an den Umweltschutz. Die neuen Mitgliedsländer müssen ihre Unternehmens- und Marktstrukturen sowie ihre Umweltschutzgesetzgebung an die hohen Anforderungen in der EU anpassen. Dabei sind sie bis heute ein gutes Stück vorangekommen. Der angestrebte Idealzustand in Hinblick auf die wettbewerblichen Strukturen in der leitungsgebundenen Energieversorgung ist allerdings – ähnlich wie in Deutschland – noch bei weitem nicht erreicht. In den meisten Ländern dominieren auf den nationalen Strom- und Gasmärkten nach wie vor wenige Großunternehmen. Würden die zwischenstaatlichen Transportkapazitäten deutlich erhöht und institutionelle Barrieren für den Stromhandel abgebaut, so könnte der Wettbewerb deutlich intensiviert, und die Strompreise für die Verbraucher könnten reduziert werden. Die auf den nationalen Strommärkten dominierenden Unternehmen selbst dürften kaum ein Interesse haben, ihre Position auf den einzelnen nationalen Märkten durch Ausbau der internationalen Transportkapazitäten zu gefährden. Ein starker Ausbau der internationalen Transportkapazitäten setzt daher politische Anreize etwa in Form beschleunigter Genehmigungsverfahren für entsprechende Projekte voraus.

In den NMK wurden große Erfolge bei der Reduktion der Schadstoffemissionen seit Anfang der neunziger Jahre erreicht, davon profitieren auch grenznahe Regionen in Deutschland. Die umwelttechnische Modernisierung der Energieanlagen in den neuen Mitgliedsländern führt außerdem zu einer Annäherung an die Kostenstrukturen der Unternehmen in Deutschland, die

aufgrund ihrer – durch die Umweltpolitik aufgezwungenen – Vorreiterrolle im Umweltschutz entsprechende Kosten bereits vorher getragen haben.

Wegen der insgesamt bescheidenen Ressourcenausstattung der neuen Mitgliedsländer wird durch ihre Integration der Zugriff auf Energieressourcen für Deutschland nicht unmittelbar verbessert. Die großen Kohlenressourcen in einigen neuen Mitgliedsländern werden vor allem zur Stromerzeugung vor Ort eingesetzt. Einen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leistet insbesondere der polnische Steinkohlenbergbau, der in 2004 8,8 Mill. t Steinkohle nach Deutschland lieferte: das war immerhin etwa ein Fünftel der gesamten deutschen Steinkohlenimporte. Welchen Beitrag der polnische Steinkohlenbergbau künftig für die deutsche Energieversorgung leisten kann, hängt von der Entwicklung der Weltmarktpreise für Steinkohle sowie der Entwicklung der Löhne und Wechselkurse in Polen ab.

Die Sicherheit der deutschen Öl- und Gasversorgung wird durch die Integration der NMK erhöht, weil Öl- und Erdgas aus Russland und aus dem kaspischen Raum über die Territorien der neuen Mitgliedsländer in die Verbrauchszentren in West- und Südeuropa transportiert werden, und damit Versorgungsstörungen aufgrund der Unterbrechung von Transporten oder der gezielten Verknappung von Transportkapazitäten weitgehend ausgeschlossen werden können.

Die neuen Mitgliedsländer der EU, die bereits Kernkraftwerke betreiben, halten an dieser Technik fest.²²⁷ Polen, das bisher noch kein Kernkraftwerk betreibt, prüft den Bau einer solchen Anlage – im Westen hält Frankreich konsequent an der Kernenergie fest. Deutschland kann zwar langfristig den Betrieb von Kernkraftwerken einstellen, in einem offenen Strommarkt kann es mit solchen Nachbarn aber die Nutzung der Kernenergie via Importe auch im eigenen Land nicht verhindern. Deutschland importiert bereits heute Kernenergiestrom aus Frankreich und der Tschechischen Republik. Bei steigenden Preisen für fossile Energieträger und Emissionsrechten könnten solche Importe zunehmen. Das würde nur mit einem begrenzten Verlust an Arbeitsplätzen in der Energiewirtschaft verbunden sein. Da die Großhandelspreise für Strom in Deutschland bei offenen Strommärkten allenfalls um die Transportkosten höher sein würden als in den Nachbarländern, könnten energieintensive Produktionen in diesem Fall in Deutschland eher gehalten werden. Bei offenen Strommärkten wäre demnach der Verzicht auf den Betrieb von Kernkraftwerken in Deutschland nur mit geringen Mehrkosten

verbunden, vorausgesetzt, seine Nachbarn sind bereit, die Risiken des Betriebes solcher Anlagen in Kauf zu nehmen, die Deutschland mit seiner Strategie zu vermeiden sucht.²²⁸ Der mit einer solchen Strategie für Deutschland bewirkte Sicherheitsgewinn fällt allerdings umso geringer aus, je näher die Kernkraftwerke in den Nachbarländern an der Grenze zu Deutschland stehen. Langfristig würde ein Ausstieg Deutschlands aus der Kernenergie zur Folge haben, dass die für die Beherrschung dieser Technik notwendigen Kenntnisse in Deutschland verloren gehen. Die damit verbundenen indirekten Arbeitsplatzverluste im Anlagenbau, in der Forschung und im Dienstleistungsbereich dürften größer sein als in der Energiewirtschaft selbst. Bei einer solchen Entwicklung würde Deutschland auch seinen Einfluss auf die Sicherheitsanforderungen an die Kernenergietechnik in Europa und darüber hinaus verlieren. Sollte es langfristig zu einer Revision der Kernenergiepolitik in Deutschland kommen, dürfte eine solche Entwicklung kaum noch rückgängig zu machen sein, so dass Deutschland dann auf Anlagenimporte angewiesen sein würde.

Führt die EU-Integration bei den neuen Mitgliedsländern wie erwartet zu einem starken Wirtschaftswachstum, so könnte – zumindest bei unzureichenden Bemühungen um die Verbesserung der Energieeffizienz – der Erdöl- und Erdgasverbrauch in diesen Ländern künftig wieder deutlich steigen. Sie würden dann auch mit Deutschland um die Beschaffung der zunehmend knapper werdenden Ressourcen dieser Energieträger konkurrieren und damit zu Preissteigerungen beitragen. Einer solchen Entwicklung könnte am besten entgegengewirkt werden, indem die Effizienz der Energienutzung und die Marktdurchdringung von regenerativen Energien (auch in Form von Biokraftstoffen) in diesen Ländern gefördert werden. Stärker zusammenarbeiten könnten Unternehmen aus Deutschland und den neuen Mitgliedsländer z.B. auch bei der Entwicklung von sauberen Kohlenkraftwerken und bei der Erschließung und Beschaffung von Energieressourcen. Langfristig könnte es dadurch zu einer stärkeren Konvergenz der Interessen und der Energiepolitiken kommen.

Die Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes regenerativer Energieträger steht in den energiepolitischen Programmen bzw. Visionen der meisten der neuen Mitgliedsländer ganz oben auf der Agenda. Die Maßnahmen zur Umsetzung dieser Ziele werden allerdings nicht

²²⁷ Litauen legt zwar Block zwei des Ignalina-Kernkraftwerkes still, versucht aber noch Investoren für den Bau eines neuen Kernkraftwerkes zu finden.

²²⁸ Würden nicht nur Deutschland, sondern alle Länder der EU, die derzeit Kernkraftwerke betreiben, den Betrieb ihrer Kernkraftwerke einstellen, wäre mit einer massiven Verteuerung von Energie und von CO₂-Zertifikaten für alle beteiligten Länder zu rechnen.

immer mit dem Nachdruck verfolgt, der aufgrund ihrer energiepolitischen Priorität eigentlich zu erwarten wäre.²²⁹

Die Durchsetzung von Effizienzverbesserungen ist im wesentlichen Aufgabe der jeweiligen Länder, kann aber durch ausländische Unterstützung beschleunigt werden. Deutschland versucht bisher vor allem den Export von deutschen Anlagen zur Nutzung von regenerativen Energien in den neuen Mitgliedsländern zu fördern. Dem liegt eher eine industrie- als eine energiepolitische Motivation zugrunde, nämlich die Hoffnung, dass die deutschen Anlagenbauer die führende Stellung, die sie aufgrund der Vorreiterrolle Deutschlands beim Ausbau von regenerativen Energien – vor allem der Windkraft – erlangt haben, in Exporte in diejenigen Staaten ummünzen können, die aufgrund ihres EU-Beitritts die hohen Umweltschutzstandards der EU übernehmen müssen. Bisher sind hier allerdings nur sehr begrenzte Erfolge erzielt worden.²³⁰ Das liegt zum einen daran, dass die Energieeffizienz und die Nutzung regenerativer Energien ohnehin nur unter Einsatz lokaler Ressourcen und Wissen effizient verbessert bzw. gesteigert werden kann, mittelständische Unternehmen können solche Dienstleistungen im Ausland aber oft nicht im gewünschten Umfang erbringen. Der Erfolg des Anlagenexportes könnte daher in diesen Bereichen gesteigert werden, wenn auch die mit dem Bau und Betrieb verbundenen Dienstleistungen (z.B. Projektentwicklung und -betrieb, Wärmeservice für Gebäude) unter Nutzung auch lokaler Ressourcen und Kenntnisse angeboten werden könnten. Hier könnte die Wirtschaftspolitik durch entsprechende Förderprogramme helfen.

Das europäische Wettbewerbsrecht fordert im Bereich der leitungsgebunden Energieversorgung die Trennung der Funktionen Erzeugung, Transport und Vertrieb. Dadurch soll insbesondere der Wettbewerb in der Erzeugung stimuliert und die Preis- und Kostenkontrolle der Bereiche erleichtert werden, in denen nach wie vor natürliche Monopole bestehen. Ein erheblicher Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases wird allerdings aus Ländern importiert, die außerhalb des Geltungsbereiches dieses Gesetzes liegen. In Russland sind Gasgewinnung und -export in der Hand eines großen staatlichen Monopols. Ohne ausreichende Gegengewichte in Form starker Unternehmen in den EU-Ländern würden diese Unternehmen vermutlich die Kontrolle über essentielle Transport- und Vertriebskanäle in Ost- und Mitteleuropa

²²⁹ So hat die IEA in ihrer aktuellen Bericht zur Energiepolitik der Tschechischen Republik moniert, dass die Regierung sowohl gemessen an ihren eigenen Zielsetzungen als am verfügbaren wirtschaftlichen Potential nicht genügend finanzielle Mittel für die Förderung von Energieeinsparungen insbesondere im Transport- und Gebäudesektor aufbringt. Vgl. International Energy Agency (2005).

²³⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2005).

übernehmen; dies könnte langfristig zu erhöhten Gaspreisen beitragen. Auch vor diesem Hintergrund erscheint es verständlich, dass die von der EU geforderte buchhalterische Trennung zwischen den verschiedenen Funktionsebenen zwar inzwischen weitgehend erfolgt ist, in vielen Fällen aber eine unternehmerische vertikale Integration (in Form von eigentumsrechtlichen Verflechtungen im Rahmen von Großunternehmen) fortbesteht oder von den Unternehmen angestrebt wird. Auch die Politik unterstützt in einigen Ländern die Bildung vertikal integrierter nationaler Champions, die international wettbewerbsfähig sind und daher auch in die Märkte der Nachbarländer vordringen können (CEZ, ORLEN). In Deutschland hat E.ON mit der Übernahme von Ruhrgas einen solchen Weg – mit der Billigung der Bundesregierung – eingeschlagen. Das Unternehmen nutzt die dadurch geschaffenen Spielräume im Gassektor bisher vorwiegend zum Aufbau einer strategischen Partnerschaft mit Gazprom. Sofern die aus solchen vertikalen Verflechtungen zwischen Produzenten und Transporteuren von Erdgas entstehenden Konglomerate hohe Marktanteile gewinnen, können sie den Wettbewerb auf dem europäischen Erdgasmarkt langfristig beeinträchtigen und damit zu erhöhten Erdgaspreisen für die Verbraucher beitragen. Um solche Entwicklungen zu verhindern, müssen die Kartellämter und die Europäische Kommission die Entwicklung der Marktstrukturen auf diesem Sektor besonders aufmerksam beobachten, und unter Wettbewerbsgesichtspunkten notwendige Eingriffen dieser Behörden dürfen durch die Regierungen nicht mit Hinweis auf Sicherheitsaspekte verhindert werden.²³¹

Der Verlauf der wichtigsten Transitrouten für Erdöl- und Erdgaslieferungen aus Russland und anderen Nachfolgestaaten der Sowjetunion über die Territorien der NMK-Länder erhöht die Sicherheit der deutschen und der westeuropäischen Energieversorgung, trägt aber auch zu erheblichen Erlösen der Transitländer und zur Verknüpfung ihrer Sicherheitsinteressen mit denen der Abnehmerländer in Westeuropa bei. Wegen ihrer nach wie vor sehr großen Abhängigkeit von Erdöl- und Erdgasimporten aus Russland wären die NMK-Länder bei Lieferausfällen aus Russland dennoch überproportional betroffen. Es ist daher verständlich, dass diese Länder versuchen, diese Abhängigkeit durch Diversifizierung von Bezugsquellen und durch Vernetzung der Transportinfrastrukturen zu vermindern. Aufgrund seiner zentralen Lage

²³¹ Günstiger für die Verbraucher könnte eher die Entstehung von transnationalen Unternehmen sein, die Nachfragemacht über nationale Grenzen hinaus bündeln und dadurch die Beschaffungspreise für Energie drücken könnten. Für solche Strukturen sind aber die meisten Länder noch nicht offen genug. Diese mangelnde Offenheit wird aktuell an der Kontroverse um die Übernahme der spanischen Endesa durch E.ON und der französischen Suez durch Enel deutlich. Ein positives Beispiel demgegenüber ist die Übernahme der tschechischen Transgas durch RWE.

spielt Deutschland dabei eine wichtige Rolle. Durch den Bau einer Pipeline durch die Ostsee würden solche Bestrebungen allerdings nicht unterstützt, er würde im Gegenteil eher die Position Russlands gegenüber den osteuropäischen Transitländern stärken. Deutschlands würde durch eine solche Pipeline zwar als Transitland an Bedeutung gewinnen, ob die damit verbundenen Vorteile finanzieller und sicherheitspolitischer Art die Nachteile überwiegen, die sich aufgrund der dadurch ausgelösten politischen Verstimmung in Polen ergeben können, bleibt abzuwarten.

9 Zusammenfassung

Mit der Erweiterung der Europäischen Union um die osteuropäischen Beitrittsländer wurden Impulse für ein weiteres Zusammenwachsen auch der Energiewirtschaften der beteiligten Länder gegeben. Bereits vor ihrem Beitritt hatten diese Länder wichtige Veränderungen ihrer Energiesektoren eingeleitet. Hierzu gehören die Umstrukturierung und Privatisierung vormals staatlicher Monopole und die Liberalisierung der Energiemärkte. Auch die Struktur des Energieverbrauchs und des Energieaufkommens hat sich bereits erheblich an den westeuropäischen Standard angepasst. In den kommenden Jahren sind weitere Fortschritte insbesondere im Bereich des Umweltschutzes notwendig.

Folgende Kernaussagen lassen sich aus der Untersuchung ableiten:

- Die neuen und künftigen osteuropäischen Mitgliedsländer der EU haben gegenüber Deutschland insgesamt keine natürlichen Vorteile bei der Energieversorgung.
- Die Unterschiede bei den Arbeitskosten sind derzeit größer als bei den Energiekosten. Anpassungsprobleme aufgrund der Osterweiterung der EU sind daher vorwiegend bei arbeitsintensiven, weniger bei energieintensiven Produktionen zu erwarten.
- Die durch den EU-Beitritt ausgelösten Anpassungsprozesse tragen zu einem Abbau der Kostenunterschiede zwischen alten und neuen Mitgliedsländern bei. Kostendifferenzen bei der Erzeugung von Mineralölprodukten in Raffinerien und von Strom in Kraftwerken werden langfristig insbesondere durch die Harmonisierung der Umweltschutzanforderungen reduziert.
- Die fortbestehenden nationalen Kompetenzen vor allem in der Energiepolitik und die unterschiedliche Nutzung einzelner Energieressourcen und -techniken – etwa der regenerativen Energien und der Kernenergie – werden allerdings eine völlige Angleichung der Energiekosten verhindern.
- Die gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen der energiewirtschaftlichen Integration der neuen und künftigen osteuropäischen Mitgliedsländer werden für Deutschland insgesamt gering sein.

Für einzelne Bereiche können folgende Aussagen getroffen werden:

Liberalisierung/Privatisierung

- Alle neuen Mitgliedsländer der EU haben eine mehr oder weniger umfangreiche Umstrukturierung und Privatisierung von Energieunternehmen eingeleitet. Deutsche Energieunternehmen haben die dadurch entstandene Chance genutzt, durch Beteiligungen an Energieunternehmen in den neuen Mitgliedsländern in stark wachsenden Märkten Fuß zu fassen. Eine Verlagerung der Produktion ist damit zunächst nicht verbunden.
- Einige noch ausschließlich oder überwiegend in staatlicher Hand befindliche Unternehmen in den neuen Mitgliedsländern, die über eine starke Marktstellung in ihren Ländern verfügen (z.B. CEZ in der Tschechischen Republik, ORLEN in Polen), haben bemerkenswerte Leistungen bei der finanziellen Sanierung und Modernisierung (auch umwelttechnisch) ihrer Betriebe geleistet und haben ebenfalls Unternehmen in osteuropäischen Nachbarstaaten oder in Deutschland (Orlen) erworben.
- Die formale Trennung zwischen Erzeugung, Transport und Verteilung in der Strom- und Gasversorgung ist in allen Beitrittsländern weitgehend vollzogen. Durch Kapitalverflechtungen (entsprechende Strukturen haben wir allerdings auch in Deutschland) und Langfristverträge (insbesondere in Polen) ist der Wettbewerb aber nach wie vor begrenzt. Das gilt insbesondere in Staaten, in denen der Staat (noch) Eigentümer von marktbeherrschenden Energieunternehmen ist. Die Möglichkeiten des grenzüberschreitenden Wettbewerbs sind durch knappe Kapazitäten und institutionelle Hemmnisse nach wie vor begrenzt.
- Die bisher erreichten Fortschritte bei der Liberalisierung der Energiemärkte sind nach Sektoren unterschiedlich groß. So sind die Bedingungen für Wettbewerb auf den Strommärkten deutlich stärker verbessert worden als auf den Gasmärkten. Auf den Mineralölmärkten ist der Wettbewerb intensiver als bei leitungsgebundenen Energien, weil der Handel nicht durch Engpässe bei den Transportkapazitäten begrenzt wird und die Transportkosten vergleichsweise niedrig sind.
- Langfristig könnten die internationalen Kapitalverflechtungen zwischen den ost- und westeuropäischen Ländern auch zu einer stärkeren Vernetzung ihrer Energieinfrastrukturen und zu einem verstärkten Energieaustausch beitragen.

Harmonisierung im Umweltschutz

- In den letzten Jahren sind in den neuen Mitgliedsländern bereits erhebliche Verbesserungen im Umweltschutz erreicht worden.

- Trotz der erreichten Fortschritte wird in den NMK Energie derzeit noch deutlich weniger effizient genutzt als in der EU-15. Auch wegen des großen Anteils von Kohlen am Primärenergieverbrauch emittieren einige osteuropäische Beitrittsländer je Einheit Wertschöpfung noch relativ große Mengen von Schadstoffen.
- Der Druck auf weitere Verbesserungen bei der Energieeffizienz und der Schadstoffrückhaltung wird in den osteuropäischen Ländern mittelfristig dadurch reduziert, dass einige Umweltvorschriften der EU erst nach langen Übergangsfristen eingehalten werden müssen und die im Rahmen des Kyoto-Protokolls eingegangenen Verpflichtungen zur Begrenzung der CO₂-Emissionen noch Raum für Emissionssteigerungen lassen.
- Im Zuge der weiteren Modernisierung des Kraftwerkbestands durch Ersatz und Erweiterungsinvestitionen werden die derzeit aufgrund geringerer Umweltschutzanforderungen in Osteuropa noch vorhandenen Kostenvorteile nach und nach abgebaut. Wegen der langen Planungs- und Bauzeiten sowie der langen Kapitalbindung dürften die aktuell noch vorhandenen Kostendifferenzen für Investitionsentscheidungen der Energieunternehmen nur eine untergeordnete Rolle spielen.
- Im Raffineriesektor sind die umweltschutzbedingten Kostendifferenzen zwischen Deutschland und seinen osteuropäischen Nachbarn derzeit gering, so dass hieraus – auch unter Berücksichtigung von Transportkosten – kaum Anreize für eine Verlagerung der Standorte resultieren.
- Für Energieunternehmen mit Standort in Deutschland hat sich die Wettbewerbslage durch die Osterweiterung der EU im Vergleich zu einer hypothetischen Situation mit einer anhaltenden Ost-West-Spaltung, in der die osteuropäischen Wettbewerber aufgrund niedrigerer Umweltauflagen dauerhaft niedrigere Kosten haben würden, erheblich verbessert.

Stand und Prognosen der Energieversorgung

- Keines der neuen Mitgliedsländer der EU (wie auch Deutschland) verfügt über genügend kostengünstige Energieressourcen, um seinen Energiebedarf selbst vollständig decken zu können.
- Der Kohleneinsatz nimmt in den neuen Mitgliedsländern ab. Die meisten der neuen osteuropäischen Mitgliedsländer halten an der Nutzung der Kernenergie fest (Polen prüft, ob es diese Technik künftig nutzt).

- Die Nutzung regenerativer Energien soll kräftig erhöht werden. Der Ausbau regenerativer Energien ist in den neuen Mitgliedsländern bisher nur schleppend vorangekommen. Die Zielvorgaben der EU bis 2010 wollen die Länder weitgehend erreichen, dazu sind aber noch erhebliche Anstrengungen notwendig. Darüber hinausgehende Produktionssteigerungen, die in großem Maßstab zu Exporten genützt werden könnten, sind nicht zu erwarten – auch nicht bei Biokraftstoffen.
- In den osteuropäischen Staaten wird derzeit immer noch deutlich mehr Energie je Einheit Wertschöpfung benötigt als in den „alten“ Mitgliedsländern, ihr Abstand hat allerdings vor allem aufgrund starker struktureller Veränderungen in den neunziger Jahren abgenommen. Angesichts des noch bestehenden Nachholbedarfs werden in den neuen Mitgliedsländern künftig etwas stärkere Effizienzgewinne möglich sein als in der EU-15.
- In den neuen Mitgliedsländern wird der Energieverbrauch künftig steigen (im Gegensatz dazu wird der Verbrauch in Deutschland langfristig abnehmen). Da die Energiegewinnung mit diesem Verbrauchsanstieg nicht Schritt halten kann, werden vor allem die Importe von Erdgas zunehmen.
- Die Energieimportabhängigkeit der osteuropäischen Länder ist zwar wegen der Kohlegewinnung in einigen Ländern insgesamt geringer als in Deutschland, dafür ist aber die regionale Konzentration der Öl- und Gasimporte größer.

Auswirkung einer Öffnung der Strommärkte

- Um einen erhöhten Stromhandel zwischen Deutschland und den neuen Mitgliedsländern der EU zu ermöglichen und die Sicherheit der Stromversorgung trotz eines steigenden Anteils fluktuierender Energien – insbesondere Windkraft – an der Stromerzeugung zu erhalten, muss die Kapazität der Hochspannungsleitungen, die diese Länder verbinden, erhöht werden. Der UCTE liegen bisher allerdings keine entsprechenden verbindlichen Planungen vor.
- Werden langfristig die Stromnetze Deutschlands und seiner osteuropäischen Nachbarn stärker miteinander verknüpft und verzichtet Deutschland auf die Nutzung der Kernenergie, dann könnte es bei anhaltend hohen Preisen für Energieträger und CO₂-Emissionszertifikaten zur Verlagerung der Stromproduktion auch in osteuropäische Nachbarstaaten kommen.

- Nach den Ergebnissen von Rechnungen mit dem EMELIE-Modell führt eine Verdoppelung der Transportkapazitäten zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn zu einer Annäherung der Strompreise in Europa. Hieraus ergibt sich tendenziell eine Verbesserung der Wettbewerbsposition stromintensiver Produktionen in Deutschland.
- Wie die Ergebnisse der Berechnungen mit dem CGE-Modell GTAP zeigen, resultieren aus dem erhöhten Stromhandel zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn nur geringe gesamtwirtschaftliche und sektorale Effekte.

Konsequenzen für die Energiepolitik

- Die EU ist bei der Durchsetzung eines Binnenmarktes für Strom und Erdgas ein gutes Stück vorangekommen, es bleibt aber noch einiges zu tun. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, dass die Vorhaben zur Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte voll umgesetzt werden und die Integration der Energiemärkte weiter vorangetrieben wird.
- Die deutsche Politik sollte sich dafür einsetzen, dass die Vorhaben zum Ausbau regenerativer Energien umgesetzt und die Rahmenbedingungen in der Europäischen Union weiter harmonisiert werden.
- Die Energiepolitik sollte die Risiken des Betriebes wie die möglichen Folgen der Stilllegung von Kernkraftwerken für Deutschland offen kommunizieren und getroffene Entscheidungen immer wieder auf den Prüfstand stellen. Zu den Risiken eines Ausstiegs unter den Bedingungen der EU-Integration gehört, dass es bei anhaltend hohen Preisen für Energieträger und CO₂-Emissionszertifikaten zur Verlagerung der Stromproduktion in osteuropäische Nachbarstaaten kommen kann.
- Da die neuen und künftigen osteuropäischen Mitgliedsländer der EU (ähnlich wie Deutschland) stark von Öl- und Erdgasimporten – insbesondere aus Russland – abhängig sind, sollte die Zusammenarbeit der Unternehmen zur Erschließung und Beschaffung von Energieträgern gefördert werden. Ein weiteres gemeinsames Ziel könnte sein, Alternativen zu Erdöl und Erdgas zu erarbeiten z.B. durch die Entwicklung von sauberen Kohlenkraftwerken und von innovativen Verfahren zur Erzeugung von Biokraftstoffen oder durch die verstärkte Nutzung von LNG.
- Die deutsche Energieinfrastruktur sollte stärker mit der Infrastruktur jener osteuropäischen Länder vernetzt werden, über deren Territorien Energieträger nach Deutschland transpor-

tiert werden. Dies würde deutlich machen, dass die strategische Partnerschaft mit Russland (vor allem im Erdgassektor) letztlich auch den Interessen unserer osteuropäischen EU-Partner dient.

Abkürzungsverzeichnis

Act CX	Elektrizitätsakt Ungarn
AGE	Angewandte Gleichgewichtsmodelle
ATC	Available Transfer Capacity = für Stromhandel verfügbare Transportkapazitäten
BD	Baňa Dolina a.s. Veľký Krtíš a.s., Slowakische Republik
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BOT	Bełchatów-Opole-Turów, Polen
BZ	Baňa Záhorie, a.s. Holíč a.s., Slowakische Republik
CEER	Rat der europäischen Energieregulierer
CEPS	Übertragungsnetzbetreiber Tschechische Republik
CES	Constant elasticity of substitution = konstante Substitutionselastizität
CEZ	Cesky Energetika Zavody, Tschechische Republik
CGE	Computable General Equilibrium
ČMD	Českomoravske Doly a.s., Tschechische Republik
CSH	Unternehmen für Steinkohle, Banat, Rumänien
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EDF	Electricité de France
EEX	Strombörse Leipzig
EEXA	Strombörse Wien
EFET	European Federation of Energy Traders
ELES	Elektro-Slovenija, d.o.o., Slowenien
ELV	Emission Limit Values
EMELIE	Electricity Market Liberalisation in Europe

EPR	Europäischer Druckwasserreaktor
ERÚ	Energetický regulační úřad, Tschechische Republik
EUR	Estimated Ultimately Recoverable
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln
GFA	Großfeuerungsanlagenrichtlinie
GTAP	Global Trade Analysis Project
HBP	Hornonitrianske bane Prievidza a.s., Slowakische Republik
HSE	Holding Slovenske Elektrarne, Slowenien
IEA	International Energy Agency
ISO	Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber
IVU	Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCP	Großfeuerungsanlagenverordnung, Estland
LNG	Liquefied Natural Gas
LTC	Long-Term Contracts
MAVIR	Übertragungsnetzbetreiber Ungarn
MBTU	One Million British Thermal Units
MEH	Magyar Energia Hivatal, Ungarn
Mtoe	Millionen Tonnen Öleinheiten
MOL	Magyar Olaj-és Gazipari Nyilvánosan Működő Részvénytárság
MUS	Most Coal Company a.s., Tschechische Republik
MVM	Magyar Villamos Művek Rt., Ungarn
NAP	Nationaler Allokationsplan

NCL	Nationale Lignitunternehmen Oltenia, Rumänien
NEC	National emission ceilings
NEK	Natsionalna Electricheska Kompania, Bulgarien
NEK	Nuklearna Elektrarna Krsko, Slowenien
NEOG	Nationale Emissionsobergrenzen
NEP	Nationales Energieprogramm Slowenien
NMK	Acht neue Mitgliedsländer der EU (CZ, EE, HU, LT, LV, PL, SLO, SK ohne Malta und Zypern) sowie Bulgarien und Rumänien (BG, RO)
NMKA	NMK plus Inselstaaten Malta und Zypern (MT, CY)
NORDEL	Verbund Nordeuropäischer Länder
NSC	Nationales Kohleunternehmen Ploiești, Rumänien
NSH	Nationales Steinkohleunternehmen, Rumänien
NTC	Nettotransferkapazitäten
OKD	Ostrasko-Karvinske Doly a.s., Tschechische Republik
OPCOM	Rumänischer Strommarktbetreiber
ORLEN	PKN Orlen SA
OTE	Strommarktbetreiber Tschechische Republik
OVIT	Országos Villamostávvezeték Rt., Ungarn
PAK	Pątnów-Adamów-Konin, Polen
PCA	Principal Component Analysis
PEV	Primärenergieverbrauch
PGniG	Polskie Gornistwo Naftowe i Gazownictwo, Polen
PJM	Pensylvanian-Jersey-Maryland-Übertragungsnetzbetreiber
PKE	Południowy Koncern Energetyczny, Polen
PolPX	Polnische Strombörse

PPP	Public Private Partnership
PSE	Polskie Sieci Elektroenergetyczne A.S., Polen
RES-E	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien
RIVM	Niederländisches Institut für Volksgesundheit und Umwelt
RME	Rapsölfettsäure-Methyl-Ester
RST	Rytu Skirstomieji Tinklai, Litauen
rTPA	Regulierter Netzzugang für Dritte
SE	Slovenské Elektrárne, a.s., Slowakei
SEP	State Energy Policy of the Czech Republic
SEPS	Slovenská Elektrizačná Prenosová Sústava, a.s., Slowakei
SERC	State Energy Regulation Commission
SMD	Standard Markt Design
SRK	Restrukturierungsagentur in Polen
SSE	Stredoslovenská energetika
TA-Luft	Technische Anleitung Luft
t ROE	Tonnen Rohöleinheiten
TOE	Tonnen Öleinheiten
TPA	Netzzugang für Dritte
TSO	Übertragungsnetzbetreiber und Besitzer
TWh	Terawattstunden
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNMIK	United Nations Mission in Kosovo
URE	Urzędu Regulacji Energetyki, Polen

URSO	Úrad pre reguláciu siet'ových odvetví, Slowakische Regulierungsbehörde
VE	Vattenfall Europe
VSE	Východoslovenská energetika
VST	Vakaru Skirstomieji Tinklai, Litauen
ZSE	Západoslovenská energetika, Slowakei

Literatur

- ACIDRAIN* (2005): Emissions trading and NAPs. In *ACID News* No. 2, June 2005: www.acidrain.org/pages/publications/acidnews/2005/AN2-05.asp.
- Bach*, Christian F., *Pearson*, Ken R. (1996): Implementing Quotas in GTAP Using GEMPACK or How to Linearize an Inequality. GTAP Technical Paper No. 04., November 1996.
- Berger*, Roland und Partner (1997): Study on Oil refining in the European Community. London, 5 December 1997.
- BP* (2005): Putting Energy in the Spotlight – BP Statistical Review of World Energy. London.
- Brockmeier*, Martina (2001): A Graphical Exposition of the GTAP Model. GTAP Technical Paper No. 8, October 1996. Revised Version March 2001.
- Brockmeier*, Martina (2003): Ökonomische Auswirkungen der EU-Osterweiterung auf den Agrar- und Ernährungssektor der EU15 – Simulationen auf der Basis eines Allgemeinen Gleichgewichtsmodells. Vauk Verlag Kiel.
- Brockmeier*, Martina und *Petra Salamon* (unter Mitarbeit von Marianne Kurzweil und Keith Walsh) (2003): WTO-Agrarverhandlungen – Schlüsselbereich für den Erfolg der Doha-Runde. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL). Braunschweig, August 2003. <http://www.bmwa.bund.de/Redaktion/Inhalte/Pdf/Publikationen/Studien/wto-studie-2003.property=pdf,bereich=rwb=true.pdf>
- Broomhall*, David, *Laurent Garzaniti* and *Florence Melchior* (2004): European Union. In: David Samuels (ed.). *Global Competition Review. Gas Regulation 2004*. Chapter 11, 48-55. London.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe* (2003): Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien. Heft XXVII. Hannover.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit* (2005): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und Internationale Entwicklung. Juni 2005, Berlin.
- Burniaux*, J.-M., *Truong*, Truong P. (2002): GTAP-E: An Energy-Environmental Version of the GTAP Model. GTAP Technical Paper No.16. Revised. January 2002.
- Caetano*, José, *Manuel Martins*, *Aurora Galego*, *Elsa Vaz*, *Carlos Vieira*, *Isabel Vieira* (2002): The impacts of the Eurozone's eastward enlargement on trade and FDI: survey of the literature. DOCUMENTO DE TRABALHO N.º 2002/01. UNIVERSIDADE DE ÉVORA., October 2002.
- Cartea* (2005): Pricing in Electricity Markets: A Mean Reverting Jump Diffusion Model with Seasonality. Birkbeck Working Papers in Economics and Finance.
- CENTREL* (2004): Annual Report 2003. Published by the CENTREL Secretariat Warszawa.
- Chung*, Chul, *Alan Deardorff* (2005): Specialization, Fragmentation and Factor Intensities: Evidence from Chilean plant-level data. Unpublished paper, version 12 May 2005. <http://economics.ca/2005/papers/0505.pdf>
- CONSENTEC* (2005): Analysis of Cross-Border Congestion Management Methods for the EU Internal Electricity Market. Untersuchung im Auftrag der Europäischen Kommission (GD Energie und Verkehr). Durchgeführt von CONSENTEC und Frontier Economics Limited. London. Abschlussbericht. Juni 2004.
- Darmstadter*, Joel with the Assistance of *Brian Kropp* (1997): Productivity Change in the U.S. Coal Mining. Discussion Paper 97-40. Resources for the future, Washington, July 1997.
- Deardorff*, Alan V. (1982): The General Validity of the Heckscher-Ohlin Theorem. *American Economic Review* 72(4): 683-694.

- Deardorff, Alan V.* (2005a): Gains from Trade and Fragmentation. Discussion Paper No. 543. University of Michigan. Juli 2005.
- Deardorff, Alan V.* (2005b): Ricardian comparative advantage with intermediate inputs. *North American Journal of Economics and Finance* 16 (2005): 11–34.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)* (2005): Bestandsaufnahme und Handlungsbedarf bei der Förderung des Exportes Erneuerbarer-Energien-Technologien 2003/2004 (Drucksache des Deutschen Bundestages Nr. 15/5938 vom 22.07.2005).
- Deutsch-Rumänische Industrie und Handelskammer* (2004): Rumänien Wirtschaftsnachrichten (8.-27. Oktober 2004).
http://216.239.59.104/search?q=cache:mWDI4SdFvI8J:www.pfalz.ihk24.de/LUIHK24/LUIHK24/produktmarken/international/anhaengsel/RW_8-27_10.pdf+Rum%C3%A4nien+Privatisierung+Gas&hl=de.
- Diekmann, Jochen et al.*: Energie-Effizienzindikatoren. Statistische Grundlagen, theoretische Fundierung und Orientierungsbasis für die Praxis. Heidelberg 1999.
- Dimaranan, B. V., McDougall, R. A.* [Eds.] (forthcoming). Global Trade, Assistance, and Production: The GTAP 6 Data Base. Center for Global Trade Analysis. Purdue University.
- DIW Berlin* (2005): Grundlinien der Wirtschaftsentwicklung 2005/2006. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 1-2/2005.
- EFET* (2004): Assessment of Congestion Management at European Borders. EFET Paper for the 11th Florence Forum, 16-17 September 2004.
- Ehrenmann, Andreas and Yves Smeers* (2005): Inefficiencies in European congestion management proposals. *Utilities Policy*. Vol. 13, No. 2, pp. 135-52.
- Eilmansberger, Thomas, Thomas Jaeger, Peter Thyri* (2004): Compatibility of the Hungarian system of long-term capacity and power purchase agreements with EU energy and competition law.
- Elbehri, Aziz, Ken R. Pearson* (2005): Implementing Bilateral Tariff Rate Quotas in GTAP using GEMPACK. GTAP Technical Paper No. 18., December 2000. Second Revision, July 2005.
- Encharter* (2000-2004): Report on Investment Climate and Market Structure in the Energy Sector. (Different countries). Energy Charter Secretariat, Brüssel.
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Prognos AG* (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Basel, Köln, 2005.
- Energy Agency of the Republic of Slovenia*: Report on the Energy Sector for 2003. <http://www.agencrs.si/eng/frames.asp>.
- Energy Information Administration*: Country Analysis Brief. An Energy Overview of the Republic of Bulgaria. <http://www.fe.doe.gov/international/CentralEastern%20Europe/bulgover.html>.
- ETSO* (2005): Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Europe. www.etso-net.org/MarketInfo/ntc_info/library.
- Eurelectric* (2004): Electricity Sector Reform: The pan-European, CIS and Mediterranean dimension. Union of the Electricity Industry. S.173-175. Brussels.
- Eurelectric* (2004): EURPROG Network of Experts: Statistics and prospects of European electricity sector (1980-1990, 2000-2020, EURPROG 2004 report). September 2004, Brussels.
- Europäische Kommission* (2004). Regelmäßiger Bericht über die Fortschritte Bulgariens auf dem Weg zum Beitritt. 6. Oktober 2004. Brüssel. http://europa.eu.int/comm/enlargement/-report_2004/pdf/rr_bg_2004_de.pdf.

- Europäische Kommission* (2005): Generaldirektion Energie und Transport (2005): Öl Bulletin NUM: 1269, 05/07/2005.
- European Association for Coal and Lignite* (2003): Coal Industry across Europe. Berlin.
- European Bank for Reconstruction and Development* (2004): Transition Report 2004. Infrastructure. P. 174. London.
- European Commission* (2004): The share of renewable energy in the EU Country Profiles Overview of Renewable Energy Sources in the Enlarged European Union. Commission Staff Working Document COM(2004)366 final. Brussels.
- European Commission*: The share of renewable energy in the EU. Commission Staff Working Document {COM(2004)366 final}.
- European Commission* (2005a): European energy and transport scenarios on key drivers. Brussels.
- European Commission* (2005b): Fourth Benchmarking Report on the Implementation of the Internal Electricity and Gas Market. DG TREN Draft Working Paper, January 5. Brussels.
- European Commission* (2005c): European Energy and Transport Trends to 2030. Brussels 2005.
- European Commission* (2005d): Commission Staff Working Document. Technical Annexes to the Report from the Commission on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Markets. Brussels 5.1.2005.
- Eurostat* (2004): Umwelt und Energie 4/2004. Statistik kurz gefasst.
- EVA* (1997-2005): Electricity from Renewables in CEE: Support Mechanisms and Conditions for Feed-in. Österreichische Energieagentur 1997-2005. Website: [http://www.energyagency.at/\(en\)/enercee/el_res.htm](http://www.energyagency.at/(en)/enercee/el_res.htm).
- EWI/PROGNOS* (2005): Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Energiewirtschaftliche Referenzprognose. Schlussbericht. Köln, Basel, April 2005.
- Flynn, Edward J.* (2000): Impact of Technological Change and productivity on the coal market. In: Energy information administration: Issues in Midterm Analysis and Forecasting 2000. Washington.
- Harrison, Jill, Horridge, Mark, Pearson, K.R. and Glyn Wittwer* (2004): A Practical Method for Explicitly Modeling Quotas and Other Complementarities. Computational Economics 23(4): 325-341.
- Hertel, Thomas.W.* (Hrsg.) (1997): Global Trade Analysis: Modeling and Applications. Cambridge.
- Hirschhausen, Christian von, Berit Meinhart and Ferdinand Pavel* (2005): Transporting Russian Gas to Western Europe – A Simulation Analysis. Energy Journal, Vol. 26, No. 2, pp. 49-68.
- Horn, Manfred, Christopher Higman, Agnes von Garnier und Frank Marscheider-Weidemann* (2005): Auswirkungen der in Deutschland und Ländern der EU bestehenden Umweltschutzanforderungen auf die Wettbewerbssituation der deutschen Mineralölwirtschaft. Berlin, Karlsruhe 2005.
- Hubert, Franz und Svetlana Ikonnikova* (2003): Strategic Investment and Bargaining Power in Supply Chains: A Shapley Value Analysis of the Eurasian Gas Market. mimeo.
- Huntington, H. G., J.P. Weyant, and J.L. Sweeney* (1982): Modeling for Insights, not Numbers: the Experiences of the Energy Modeling Forum. OMEGA The International Journal of Management Science 10: 449-462.
- IE* (2004): Nachhaltige Biomassenutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Energieträgern. Leipzig.
- IEA* (2001): Energy Policy of IEA Countries. Czech Republic. Review. Paris.

- IEA* (2003): Coal Information. Paris.
- IEA* (2003): Energy Balances of OECD Countries. Paris.
- IEA* (2004a): Coal Information, 2004.
- IEA* (2004b): Energy prices and taxes, IV.
- IEA* (2004c): Energy Balances of NON-OECD Countries. Paris.
- IEA/OECD* (2004): Energy Balances of OECD Countries, Coal Information.
- IEA* (2005a): Energy Policies of IEA Countries. The Czech Republic. Review. Paris.
- IEA* (2005b): Projected Costs of Generating Electricity. 2005 Update. Paris.
- IEEP* (2003): Progress in the Implementation of Five Environmental Directives in the Accessing Countries. Policy Brief for the EP Environment Committee EP/IV/A/2003/09/01. Institute for European Environmental Policy.
- IIASA* (2005): CAFE Scenario Analysis Report Nr. 1. Baseline Scenarios for the Clean Air for Europe (CAFE) Programme. Laxenburg, February 2005.
- Institut für Energetik und Umwelt* (2004): 2. Zwischenbericht. Nachhaltige Biomassennutzungsstrategien im europäischen Kontext. Analyse im Spannungsfeld nationaler Vorgaben und der Konkurrenz zwischen festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern. Leipzig, 16. Dezember 2004.
- Jackson, J.E.* (1991): A User's Guide to Principal Components. John Wiley & Sons. New York.
- Jankovsky, Boleslaw* (System Reserch "EnergySys") (2003): Polish Emission trading project. Integration with IPPC directive. CATEP meeting, 22 may 2003.
- Légradi, Gergely and Gábor Fejes* (2004): Hungary. In: David Samuels (ed.): Global Competition Review. Gas Regulation 2004. Chapter 11, 68-74. London.
- Ministerstvo průmyslu a obchodu* (2004): State Energy Policy of the Czech Republic. Prag.
- Ministry of Economic Affairs and Labour* (2005): Energy Policy Team: Energy Polica of Poland until 2025. Document adopted by the Council of Ministers on 4 January 2005.
- Ministry of Economy*: Energy Policy of Slovak Republic.
<http://www.economy.gov.sk/files/english/angl2.htm>
- Ministry of Economy, Labour and Social Policy* (2004): Restructuring of the Hard Coal Mining Sector During the Period 2004-2006 and Strategy for the Period 2007-2010. Warschau.
- Ministry of Energy and Energy Resources* (2003): Energy 2003. <http://www.doe.bg/cgi-bin/i.pl?l=1&p=686>
- Ministry of Environment* (2001): Estonia's Third National Communication under the Framework Convention on Climate Change. Estonia, November 2001.
- Ministry of Environmental Protection and regional development* (2001): The Third National Communication of the Republic of Latvia under United Nations Framework Convention on Climate Change. Riga 2001.
- Ministry of Industry and Trade of Czech Republic*: State Energy Policy of the Czech Republic (SEP). Prague.
- Ministry of the Treasury* (2003): Privatisation Program for Treasury Assets Until 2006. Warschau.
- Ministry of Waters, Forests and Environment Protection* (1998): 2nd National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change. Bucharest, April 1998.
- Mittag, Hans-Joachim* (2004): Arbeitskosten in Europa 1996-2002. Eurostat. Statistik kurz gefasst 9/2004.

Natural Gas Act: http://www.eti.gov.ee/en/oigusaktid/gas_act.

Newbery, David Ed (2005): Electricity Transmission. Special issue of Utilities Policy, Vol. 13, No. 2.

Niederländisches Institut für Volksgesundheit und Umwelt (RIVM) (2001): Technical Report on Enlargement. RIVM Report 481505022, November 2001.

<http://www.rivm.nl/bibliotheek/rapporten/481505022.html>.

OME (2001): Assessment of internal and external gas supply options for the EU – Evaluation of the supply costs of new natural gas supply projects to the EU and an investigation of related financial requirements and tools. Observatoire Méditerranéen de l'Energie.

Pecina, Martin, Deputy Minister of Industry and Trade (2005): The Future Energy Strategy of the Czech Republic. Präsentation auf der Tagung Energy for Life vom 22. bis 24. Mai in Prag.

Polish Ministry of Economy (2001): Guidelines for Energy Policy of Poland until 2020. Republic of Poland: Third National Communication of the Parties to the United Nations Framework Convention on Climatic Change. Warsaw 2001.

Quenon, Robert H. (President and chief Executive Officer of Peabody Coal Company) (1980): World Coal trade through the year 2000. Rapid growth and political challenges. Vortrag auf der 11. Weltenergiekonferenz vom 8.-12. September 1980 in München.

Republic of Bulgaria (2002): Third National Communication on Climate Change. United States Framework Convention on Climate Change. Sofia, 2002.

Romanian Government. Ministry of Economy and Commerce (2004): Road Map For Energy Sector of Romania. Bucharest.

Rosellon, Juan (2003): Different approaches towards electricity transmission expansion. Review of Network Economics, 2(3), 238–269.

Rozen, Krzysztof und Piotr Olejniczak (2005): Poland's coal-based Power Generation: Will Pressure Create Diamonds? World Power 2005.

Samuels, David (Hrsg.) (2004): Electricity Regulation 2004. Law Business Research Ltd. London.

Schneider, Hans K. (1968): Energiepolitik statt Kohlepolitik. In: Hamburger Jahrbuch für Wirtschafts- und Gesellschaftspolitik. 13. Jahrgang 1968. S. 118-142.

Smeers, Yves (2005): Long Term Locational Prices and Investment in the Transmission of Electricity. CORE Discussion Paper 2005/30.

Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2005): Zur Lage des Kohlenbergbaus in der Bundesrepublik Deutschland. Jahr 2004.

Toczyłowski, Eugeniusz (2005): Functional Changes on the Polish Power Balancing Market. Report prepared for Vattenfall Poland AB S.A.

Tschechische Energiebehörde (2004): Electricity, Gas and Heat Supply Prices for 2005. http://www.eru.cz/frameset_aj.htm.

Tzimas, E. (Institute for Energy, JRC Petten), A. Soria (Institute for Technological Studies, JRC Seville) (2004): The Introduction of alternative fuels in the European transport sector: Techno-Economic Barriers and perspectives. May 2004.

UCTE (2005a): Online Data: www.ucte.org/statistics/onlinedata/consumption.

UCTE (2005b): Monthly Statistics 02/2005.

UCTE (2005c): UCTE System Adequacy Forecast 2005 – 2015.

UNFCCC (2004): Synthesis and assessment report on the greenhouse gas inventories submitted in 2004. United Nations Framework Convention on Climate Change. FCCC/WEB/SAI/2004.

- Varian*, Hal R. (1994): Mikroökonomik. 3. völlig überarb. und stark erw. Aufl., Oldenbourg.
- Venables A.J.* (1999): Fragmentation and multinational production. *European Economic Review* 43: 935-945.
- VEÖ* (Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs) (2002): Neue Mitgliedsländer 2002. <http://www.veoe.at/205.html>.
- von Moltke*, Anja, *Colin McKee* and *Trevor Morgan* (Hrsg.) (2004): Energy Subsidies: Lessons Learned in Assessing their Impact and Designing Policy Reforms. (In association with United Nations Environment Program (UNEP).
- Walendy*, Jörg A. (2004): Stabilität durchs Netz? In Osteuropa 9-10, S. 263-276.
- WKÖ* (2004): Übergangsfristen 2004. 2. überarbeitete Auflage. Wirtschaftskammer Österreich, Stabsabteilung EU-Koordination.
- World Energy Council* (2000): Restructuring and Privatizing the Coal Industries in Central and Eastern Europe and the CIS. London.
- Wyrwa*, Artur (AGH University of Science and Technology) (2005): The ways of meeting future EU's SO₂, NO_x and Dust Emission targets by polish Energy Sector while keeping the environmental, social and economical equilibrium. The European Electricity Market, May 10-12. Lodz, Poland.
- WWF* (2004): The Eastern Promise – Progress Report on the EU Renewable Electricity Directive in Accession Countries. World Wide Fund for Nature. Januar 2004. Gland, Switzerland.
- Zachmann*, Georg (2005): Convergence of Electricity Wholesale Prices in Europe? Submitted to Energy Economics.

Anhang 1

Tabelle A–1

**Beteiligungen deutscher Stromversorger in den neuen Mitgliedsländern,
Stand Ende 2004**

Unternehmen	Sparte	Land	Sitz	Beteiligung an ...		Beteiligungsquote in %	weitere Eigner / Bemerkungen
E.ON	Strom	Slowakei	Bratislava	ZSE	Zapadoslovenska energetika a.s.	49,00	National Property Fund (51%)
E.ON	Strom & Gas	Ungarn	Budapest	E.ON Hungaria Rt.		85,20	BI Industriebesitz und Beteiligungen Bayernwerk AG&Co.OHG (14,8%)
E.ON	Strom	Ungarn	Debrecen	E.ON Titasz Rt.	Tizsantuli Áramszolgáltató Részvénytársaság	92,39	Streubesitz, "1 goldene Aktie" beim Wirtschaftsministerium
E.ON	Strom	Ungarn	Győr	E.ON Edasz Rt.		95,63	Streubesitz, "1 goldene Aktie" beim Wirtschaftsministerium
E.ON	Strom	Ungarn	Pecs	E.ON Dedasz Rt.	South-West Hungarian Electricity Plc	92,41	Streubesitz, "1 goldene Aktie" beim Wirtschaftsministerium
E.ON	Strom	Ungarn	Budapest	E.ON Energy Trading Ltd.	E.ON Energiakereskedő Kft.	100,00	
E.ON	Strom	Ungarn	Debrecen	E.ON EÜT Power Plant Operation and Service Ltd.		51,00	Debreceni Erőmű Kft. (30,29%); Nyíregyházi Erőmű Kft. (18,71%)
E.ON	Strom	Ungarn	Debrecen	DKCE Debrecen Combined Cycle Power Plant Kft.		100,00	TITASZ Rt. (10%)
E.ON	Strom	Polen		Polenergia		33,50	
E.ON	Strom	Litauen		Lietuvos Energija		10,00	
E.ON	Strom	Tschechien		JCE	Jihoceska energetika a.s.	84,70	
E.ON	Gas	Tschechien		JCP		13,10	
E.ON	Gas	Tschechien		JMP		43,70	
E.ON	Strom	Tschechien		JME	Jihomoravská energetika, a. s.	85,70	
E.ON	Gas	Tschechien		ZCP			
E.ON	Strom	Polen		E.ON Polska Sp.z.o.o.		100,00	
RWE AG	Strom	Ungarn	Budapest	ELMŰ	Budapesti Elektromos Művek Rt.	55,00	
RWE AG	Strom	Ungarn	Miskolc	EMASZ	Eszak-Magyarországi Áramszolgáltató Rt.	54,00	
RWE AG	Strom	Ungarn	Visonta	MATRA	Matrai Erőmű Rt.	51,00	
RWE AG	Strom	Polen	Warschau	Stoen S.A.		85,00	
RWE AG	Strom	Slowakei	Kosice	VSE	Vychodoslovenska energetika a.s.	49,00	
RWE AG	Strom	Tschechien	Prag	PRE	Pražská Energetika Holding a.s.	15,00	
RWE AG	Gas	Tschechien	Prag	PPAS	Pražská Plynárenská Holding a.s.	25,00	
RWE AG	Gas	Tschechien		Transgas a.s.			
RWE AG	Strom	Tschechien	Decin	SCE	Severoceska energetika a.s.	16,00	
RWE AG	Strom	Tschechien	Prag	STE	Stredoceska energeticka a.s.	35,00	
RWE AG	Strom	Kroatien		TE Plomin		50,00	

Unternehmen	Sparte	Land	Sitz	Beteiligung an ...		Beteiligungsquote in %	weitere Eigner / Bemerkungen
RWE AG	Strom	Tschechien		HKW Skoda		41,50	
EnBW	Strom	Ungarn	Visonta	MATRA	Matrai Erözü Rt.	21,70	
EnBW	Strom	Tschechien	Prag	PRE	Pražská Energetika Holding a.s.	34,00	
EnBW	Strom	Ungarn	Budapest	ELMÜ	Budapesti Elektromos Művek Rt.	27,30	
EnBW	Strom	Ungarn	Miskolc	EMASZ	Eszak-Magyarországi Áramszolgáltató Rt.	26,8	
EnBW	Strom	Polen		EdF-EnBW Polska Sp.z.o.o.		49,00	
EnBW	Fernwärme	Tschechien	Prag	PTAS	Pražská teplená Holding a.s.	49,00	
EnBW	Fernwärme	Polen	Wrocław	MPEC	Miejskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Wrocław S.A.	33,10	
EnBW	Fernwärme	Polen	Wrocław	ZEC	Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A. / HKW Breslau	15,60	
EnBW	Strom	Tschechien	Decin	SCE	Severočeská energetika a.s.	16,50	
MVV	Fernwärme	Polen	Skarżysko-Kamienna				
MVV	Fernwärme	Polen	Bydgoszcz				
MVV1	Fernwärme	Polen	Szczecin (Stettin)	SEC	Szczecińska Energetyka Ciepła	49,9	
MVV	Fernwärme	Polen	Warschau	MVV Polska Sp.z.o.o.			
MVV	Fernwärme	Tschechien		MVV Energie CZ		100	
MVV	Fernwärme	Tschechien	Brno				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Opava				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Decin				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Jablonec				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Ceska Lipa				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Vsetín				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Uherské Hradiště				
MVV	Fernwärme	Tschechien	Studenka				
MVV	Gas	Kroatien		Croplin d.o.o.		33,3	
¹ 'Konsortium mit Ruhrgas AG. Quelle: VDEW.							

Anhang 2

A–2 Ansätze für ein effizientes Engpassmanagement

Das Wichtigste in Kürze

In diesem Anhang wird die aktuelle Literatur zur Bewertung existierender und theoretisch möglicher Vergabeverfahren für Übertragungskapazitäten vorgestellt. Untersucht wird die Effizienz von „nodal pricing“, „market splitting“, „hybrid auctions“ und „coordinated auctions“. Die größten Wohlfahrtsgewinne könnten theoretisch mit dem „nodal pricing“ erzielt werden, das würde allerdings eine Verschmelzung aller Netzbetreiber und Börsen voraussetzen. Für Europa eher realistisch erscheint die Fortentwicklung der (zwischen Deutschland, Polen und der Tschechischen Republik bereits realisierten) „coordinated auctions“ zu „hybrid auctions“ oder die Übernahme des im Nordpool bereits praktizierten „market splitting“.

Das wichtigste europäische Rechtsdokument zur Regelung des grenzüberschreitenden Stromhandels ist die Verordnung 1228/2003EC.²³² Diese verfolgt unter anderem das Ziel, durch die europaweite Einführung marktbasierter Verteilungsmechanismen für Übertragungsrechte die Entstehung eines echten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes zu fördern und dadurch Wohlfahrtsgewinne zu erzielen. Die Formulierungen verpflichten allerdings nicht zur Nutzung eines bestimmten Verfahrens, sondern ermöglichen es den Mitgliedsstaaten, selbstgewählte (marktbasierte) Vergabeverfahren für Übertragungskapazitäten einzuführen bzw. weiter zu nutzen. Dies hat zu einer regen wissenschaftlichen Diskussion über die Vor- und Nachteile der einzelnen Methoden geführt, die bei weitem noch nicht abgeschlossen ist (Ehrenmann und Smeers, 2005).²³³ Ein geeignetes Verfahren sollte die kurzfristig wohlfahrtsoptimalen Produktions-, Konsumptions- und Transportmengen sowie -preise so bestimmen, dass auch die langfristigen Investitionsentscheidungen der Erzeugungsunternehmen, Netzbetreiber

²³² Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel.

²³³ Einen guten Überblick über die diskutierten Vorschläge und den Stand der Debatte findet man in der Sonderausgabe von Utilities Policies, welche die Ergebnisse des „CMI transmission workshop“ zusammenfasst (Newbery, 2005), sowie in der von der Generaldirektion Energie und Transport in Auftrag gegebenen Studie CONSENTEC (2004). In diesen beiden Arbeiten wird insbesondere die Vielschichtigkeit der von einem Verteilungsmechanismus für Übertragungsrechte zu lösenden Anreizprobleme hervorgehoben.

und Stromnachfrager im Sinne des volkswirtschaftlichen Gesamtnutzens ausfallen. Vier Vorschläge für die Lösung dieser Allokationsprobleme, die teilweise bereits in europäischen Strommärkten eingesetzt werden oder dafür potentiell geeignet sind, sollen im Folgenden vorgestellt werden. Diese wurden aus einer großen Zahl von Ansätzen so ausgewählt, dass verschiedene Abstufungen der Abwägung zwischen hoher Effizienz und leichter Durchsetzbarkeit repräsentiert werden.

Der erste Vorschlag ist das sogenannte *nodal pricing*. Auf diesem basierende Engpassmanagementmethoden werden unter anderem in Neuseeland und an der amerikanischen Ostküste (PJM) praktiziert. Hauptidee ist es, sämtliche Einspeise- und Entnahmestellen des Übertragungsnetzes („nodes“ - Knoten) sowie die Verbindungen zwischen diesen separat zu betrachten. Dazu werden die Angebots- und Nachfragefunktionen für jeden einzelnen Knoten ermittelt und die Fahrpläne unter Berücksichtigung der Leitungskapazitäten optimiert. Die bei der Optimierung als bindend festgestellten Restriktionen der Übertragungskapazität werden – mit den jeweiligen Schattenpreisen bewertet – in die Kalkulation der Strompreise an jedem einzelnen Knoten einbezogen. Da zur Berechnung der optimalen Fahrpläne die exakten physikalischen Flüsse im gesamten Netz modelliert werden, hat dieses System eine ganze Reihe von Vorteilen: *Erstens*, das bestehende Übertragungsnetz wird fast optimal genutzt. *Zweitens*, die unterschiedlichen lokalen Preise setzen Anreize für Investitionen in Übertragungskapazitäten und den Bau neuer Kraftwerke in Engpassregionen.²³⁴ Und *drittens* werden die kurzfristig wohlfahrtsoptimalen lokalen Preise gebildet. Demgegenüber stehen vor allem praktische Schwierigkeiten: So ist beispielsweise kaum zu erwarten, dass die vielen nationalen Übertragungsnetzbetreiber in Europa sich so stark koordinieren, wie es für die benötigte zentrale Berechnung der gesamten Netzflüsse erforderlich wäre. Ein anderer Einwand ist die Entstehung von sehr vielen illiquiden lokalen Märkten, welche möglicherweise monopolistische Handlungsweisen der Marktteilnehmer fördern. Darüber hinaus ist die Komplexität des Gesamtmarktes, die aus der Abstimmung der vielen Teilmärkte resultiert, unnötig groß.²³⁵ Und schließlich gibt es bisher auch keine praktische Erfahrung mit der länderübergreifenden Einführung eines derartigen Systems.

²³⁴ Die Diskussion darüber ob (und wenn ja wie) die Investitionsanreize so gestaltet werden können, dass die ökonomisch optimale Allokation von Kraftwerks- und Übertragungsinvestitionen marktbasiert erreicht wird, ist noch nicht abgeschlossen. Zusammenfassungen der Debatte findet man u.a. in Rosellon (2003) und Smeers (2005).

²³⁵ Ehrenmann und Smeers, 2004.

Die folgenden drei Vorschläge zum Engpassmanagement in Übertragungsnetzen: „*market splitting*“, „*hybrid auctions*“ und „*coordinated auctions*“ können, wenn sie richtig angewandt werden, die obigen Schwierigkeiten reduzieren. Die zugrundeliegende Idee dieser drei Ansätze besteht in der Zusammenfassung mehrerer Knotenpunkte zu jeweils einer Zone. Jede Zone stellt dabei einen lokalen Markt mit einheitlichem Preis dar. Darüber hinaus werden die vielen physikalisch vorhandenen Übertragungsleitungen zwischen zwei Zonen zu einer einzigen imaginären Verbindung mit errechneten Charakteristika zusammengefasst. Das Problem dieser Vereinfachungen ist allerdings die Abstraktion vom realen Übertragungsnetz. So können die theoretischen Kapazitäten der imaginären interzonalen Verbindungen nicht zur Berechnung der Fahrpläne benutzt werden, da notwendige Ströme innerhalb der Zonen ebenfalls teilweise auf interzonale Verbindungen ausweichen und so die sicher verfügbare Kapazität für Stromtransporte zwischen den Zonen reduziert wird.

Der zweite hier behandelte Vorschlag zum Engpassmanagement wird in der Literatur üblicherweise als „*market splitting*“ bezeichnet. Bekanntestes und äußerst erfolgreiches Beispiel für die Umsetzung dieses Verfahrens ist der Verbund Nordeuropäischer Länder (NORDEL), wo diese Methode seit 1993 angewendet wird. Obwohl es auch möglich ist „*market splitting*“ mit der exakten Netzbeschreibung des „*nodal pricing*“ Ansatzes zu verknüpfen, wird in der Diskussion meist die oben beschriebene vereinfachte Modellierung des Übertragungsnetzes zugrunde gelegt. Die Idee des „*market splitting*“ besteht in einem iterativen Verfahren, in welchem abwechselnd versucht wird, einen einheitlichen Preis für eine Gruppe von Zonen zu bestimmen, und wenn dies nicht möglich ist, diese Gruppe zu teilen, um erneut zu prüfen, ob sich jetzt ein einheitlicher Preis in den Zonen der neuen Untergruppen errechnen lässt. Dieses Verfahren wird solange wiederholt, bis die Gruppen soweit geteilt sind, dass es nur noch Gruppen gibt, in denen alle Zonen den selben Preis aufweisen. Dieses Verfahren ist mit mehreren Schwierigkeiten verbunden. Zum einen ist die optimale Zuordnung der Knoten zu den Zonen sowie die Zusammenfassung der Zonen in Gruppen mit gleichen Preisen häufig nicht eindeutig lösbar. Zum anderen ist das Verfahren im hochvernetzten europäischen Stromsystem äußerst komplex. Dazu kommen noch die oben erwähnten Schwierigkeiten bei der Berechnung von verfügbaren Übertragungskapazitäten der imaginären Leitungen zwischen den Zonen. Ein weiterer Nachteil liegt in den zu erwartenden politischen Schwierigkeiten bei der Einführung eines solchen Systems. Da nur noch eine Strombörse für den Gesamtmarkt benötigt wird und die Übertragungsnetzbetreiber deutlich stärker miteinander kooperieren müssen,

ist fraglich, ob sich dieses System in der heterogenen Welt europäischer Strommärkte durchsetzen kann. Jedoch ist das Verfahren im Gegensatz zum „*nodal pricing*“ mit unterschiedlichen Marktregeln in den einzelnen Zonen grundsätzlich vereinbar. Weitere Vorteile des „*market splitting*“ bestehen in seiner eindrucksvoll bewiesenen Umsetzbarkeit und der Vielzahl der bereits mit diesem Modell gesammelten praktischen Erfahrungen.

Ein dritter Ansatz zur Lösung der eingangs beschriebenen Allokationsprobleme ist als „*hybrid auctions*“ in die Diskussion eingegangen. Wie beim „*market splitting*“ wird von den realen Netzgegebenheiten abstrahiert, um die Komplexität des Systems zu reduzieren und die Anzahl der lokalen Märkte und Preise zu senken. Im Gegensatz zum vorigen Verfahren versuchen die „*hybrid auctions*“ allerdings nicht, einen Gesamtmarkt so lange zu teilen, bis es nur noch Teilmärkte mit marktbereinigendem Preis gibt, sondern die jeweiligen Strombörsen (eine pro Zone) sammeln die Angebots- und Nachfragefunktionen und handeln danach mit Strom- und Übertragungskapazitäten, um die Wohlfahrt ihrer Kunden zu maximieren. Dabei soll es auch „normalen“ Stromhändlern offen stehen, an den Kapazitätsauktionen teilzunehmen. Dieses Verfahren benötigt eine Vielzahl von Informationsflüssen zwischen den Händlern, Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern. Eine Hauptschwierigkeit besteht daher wieder in einer unkontrollierten Übernutzung des realen Netzes aufgrund der Unsicherheit der Beteiligten über die tatsächlich auftretenden physikalischen Ströme. Diese Koordinierungsprobleme sind allerdings durch die Wahl geeigneter Algorithmen theoretisch lösbar. Gerade in Kontinentaleuropa ist die Einführung eines derartigen Systems denkbar, da der politische Widerstand dagegen vergleichsweise gering ausfallen dürfte, weil sowohl Übertragungsnetzbetreiber als auch Strombörsen ihre unabhängige Stellung behalten und unterschiedlich nationale Marktregeln nebeneinander weiterexistieren können. Die Kompromissfähigkeit dieses Vorschlages wird allerdings dadurch erkaufte, dass die Vision eines einheitlichen Marktes aufgegeben und das Optimierungspotential eines Zonenneuzuschnittes wahrscheinlich zugunsten der alten Strukturen ungenutzt gelassen wird.

Der letzte hier zu diskutierende Vorschlag sind „*coordinated auctions*“, koordinierte Versteigerungen von interzonalen Übertragungskapazitäten. Im Gegensatz zu „*hybrid auctions*“ bieten hier nicht die Strombörsen, sondern nur noch die Stromhändler. Das Verfahren, welches im Vergleich zu den drei bereits vorgestellten Vorschlägen relativ einfach umzusetzen wäre, läuft in drei Stufen ab. Zuerst ermitteln die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber die vorhandenen Kapazitäten (der virtuellen interzonalen Leitungen). Dann bieten die Marktteil-

nehmer bei einem zentralen Auktionator für die sie interessierenden Grenzübergangsstellen und schließlich berechnet ein Algorithmus unter Berücksichtigung der Engpässe die resultierenden Preise und Flüsse. Auch hier wird der geringe institutionelle Widerstand bei der Einführung eines derartigen Systems – alle existierenden Institutionen behalten ihre Funktion – mit Effizienzverlusten gegenüber reformintensiveren Verfahren erkaufte. So werden wieder nicht die realen Stromflüsse abgebildet und die Entstehung eines einheitlichen Binnenmarktes wird sowohl organisatorisch wie auch technisch nicht gefördert. Da die Kapazitätsauktionen üblicherweise vor der Spotpreisfestsetzung abgeschlossen werden, entstehen für die Händler nicht zu vernachlässigende Unsicherheiten. Trotz dieser Schwächen besitzt das „*coordinated auctions*“-Verfahren gegenüber vielen aktuell in Europa angewandten Vergabeverfahren für grenzüberschreitende Übertragungsrechte einige Vorteile. So werden Ringflüsse, wie sie z.B. zwischen Deutschland, Polen und der Tschechischen Republik auftreten, für die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber vorhersehbarer, marktbasierte Preise für Übertragungskapazitäten ermöglichen effizientere Arbitrage und die erzeugten Engpasspreissignale können bei der Netzplanung berücksichtigt werden.

Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei den vier vorgestellten Vorschlägen nur um einen kleinen Ausschnitt aus dem Spektrum der in der Diskussion befindlichen Ansätze handelt. Auch sind in der Literatur vielfältige Varianten der besprochen Methoden zu finden, welche sich in mehr oder minder bedeutenden Details von den hier präsentierten Ansätzen unterscheiden. Unabhängig von Detailerörterungen sollte aber deutlich geworden sein, dass eine schnell und einfach durchzusetzende Methode mit Wohlfahrtsverlusten gegenüber komplexeren Verfahren verbunden ist. Wie diese wichtige Entscheidung auf mittlere oder gar auf lange Sicht in den von uns zu behandelnden Ländern getroffen wird, kann im Rahmen dieser Studie, gerade aufgrund der politischen Komponente, nicht vorhergesagt werden.

Tabelle A–2

Vergleich potentieller Verfahren zur Vergabe von Übertragungsrechten

	<i>nodal pricing</i>	<i>market splitting</i>	<i>hybrid auctions</i>	<i>coordinated auctions</i>
Institutionelle Änderungen				
Strombörse	Verschmelzung aller Netzbetreiber und Strombörsen	Schaffung einer zentralen Strombörse	Einführung eines zusätzlichen zentralen Auktionsators, engere Koordinierung	Einführung eines zusätzlichen zentralen Auktionsators
Netzbetreiber		engere Koordinierung	engere Koordinierung	keine
Harmonisierungsbedarf	einheitliche Regeln im gesamten Gebiet	identische Produkte, bestimmte Regeln	identische Produkte	identische Produkte
Effizienz				
Kapazitätsausnutzung	sehr hoch	mittel	mittel	niedrig
kurzfristige Strompreise	hoch	mittel	mittel	niedrig
langfristige Netzplanungsanreize	sehr hoch	mittel	mittel	niedrig
Beispiel	PJM (USA)	Nordpool	noch keine	Dt.-Pl.-Cz

Anhang 3

A–3 Konvergenz der Großhandelspreise für Strom

Das Wichtigste in Kürze

Unterschiede in der Erzeugungs- und Kostenstruktur der nationalen Elektrizitätssysteme machen den internationalen Handel mit Strom profitabel und dieser trägt zur Konvergenz der Großhandelspreise bei. Vollkommene Arbitrage zwischen den Märkten ist allerdings aus zwei Gründen nicht möglich: Zum einen sind die vorhandenen Übertragungskapazitäten zwischen alten und neuen Mitgliedsstaaten nicht ausreichend und zum anderen sind die angewandten Mechanismen für die Vergabe von Engpasskapazitäten ineffizient. Ein weiteres Hemmnis für einen funktionierenden internationalen Großhandelsmarkt ist die geringe Liquidität der nationalen Stromhandelsplätze sowie inkompatible Regelenenergiemärkte. Aufgrund des geringen erwarteten Zubaus von Übertragungskapazitäten sowie dem mangelnden Interesse an der Einführung effizienter Vergabemechanismen ist nicht zu erwarten, dass der internationale Stromhandel im nächsten Jahrzehnt signifikant zunimmt. Eher muss man davon ausgehen, dass die für den Handel verfügbaren Stromtransportkapazitäten aufgrund der erhöhten Windkrafteinspeisung weiter sinken werden. Unter solchen Voraussetzungen ist nicht davon auszugehen, dass es zu einer weiteren Strompreisangleichung aufgrund der Ausnutzung von Arbitragepotentialen kommt.

A–3.1 Fundamentale statistische Eigenschaften von Großhandelspreisen

In Kontinentaleuropa entstanden im letzten Jahrzehnt in Reaktion auf die zunehmende Marktöffnung eine ganze Reihe von Strombörsen. Diese Entwicklung beschränkte sich nicht auf die EU-15. Auch in den NMK, beispielsweise in Polen, Slowenien und Rumänien wurden eigene Strombörsen etabliert.²³⁶ Mit dieser Entwicklung ist es möglich geworden, die Großhandelspreise an verschiedenen Märkten zu bestimmten Tageszeiten miteinander zu vergleichen. Die

²³⁶ Die vergleichsweise geringe Größe vieler der Beitritts- und Kandidatenstaaten macht allerdings die Realisierung einer nationalen Strombörse schwierig, da eine für einen geregelten Handelsablauf genügende Liquidität bei kleinen Märkten nur schwer zu erreichen ist.

Daten erlauben unter anderem, Ländergruppen mit gemeinsamen Preistrends zu identifizieren und die Konvergenz der nationalen Preise zu testen.

Tabelle A–3

Volumen ausgewählter Spot-Märkte in Europa in 2004

Börse	Land	Volumen 2004 in GWh	Erzeugung 2004 in GWh	Anteil der am Spotmarkt gehandelten Erzeugungsmenge In %
APX	Niederlande	13.402	94.638	14,2
EEX	Deutschland	59.414	535.701	11,1
OPCOM	Rumänien ¹	4.000	51.934	7,7
Borzen	Slowenien	258	13.460	1,9
PolPX	Polen	1.590	141.793	1,1
OTE ²	Tschech. Rep.	289	77.901	0,4

¹) Der Handel begann seine Testphase am 5. Januar 2005. Bis zum 30. Juni 2005 wurden 2.013 GWh gehandelt. Grob interpoliert lassen sich also etwa 4.000 GWh für das Gesamtjahr 2005 erwarten. Auf dieses Handelsvolumen beziehen sich auch die 7,7 %. – ²) Bei OTE handelt es sich um keine wirkliche Strombörse, sondern um einen Marktplatz.

Quellen: Jeweilige Marktbetreiber.

Neben ihrer Hauptfunktion, die Geschäfte zwischen den Teilnehmern der Börsen abzuwickeln, haben Strombörsen auch die wichtige Aufgabe, Marktdaten öffentlich zu machen, um den Händlern und der Industrie eine Basis für Entscheidungen zu liefern.²³⁷ Da die meisten Börsen mehrere Marktsegmente besitzen, sind eine ganze Reihe von Preisinformationen für jeden einzelnen Handelsplatz verfügbar. Allerdings sind die Preise von Futures, Swaps und Optionen aufgrund zeitlicher Inkonsistenz, aber auch wegen der häufig sehr geringen Handelsvolumen, nur schwer zwischen den Märkten zu vergleichen. Demgegenüber weisen Spot-Märkte eine relativ hohe Liquidität auf und die gehandelten Produkte sind vergleichbar. So werden an fast allen Strombörsen Preise für Stromlieferungen für einzelne Stunden des Folgetages bestimmt. Neben der länderübergreifenden Verfügbarkeit macht besonders die tageszeitliche Differenzierung diese Daten für eine Analyse interessant.

Großhandelsstrompreise haben einige sehr typische Eigenschaften, welche die Besonderheiten des gehandelten Gutes widerspiegeln. Besonders die Nichtspeicherbarkeit von elektrischer Energie und die relativ inelastische Nachfrage sorgen für Preisbewegungen, die bei anderen Waren so nicht zu beobachten sind. Am auffälligsten sind wahrscheinlich die hohen Strompreisschwankungen im Tages-, Wochen- und Jahresrhythmus. Diese hängen mit den enormen

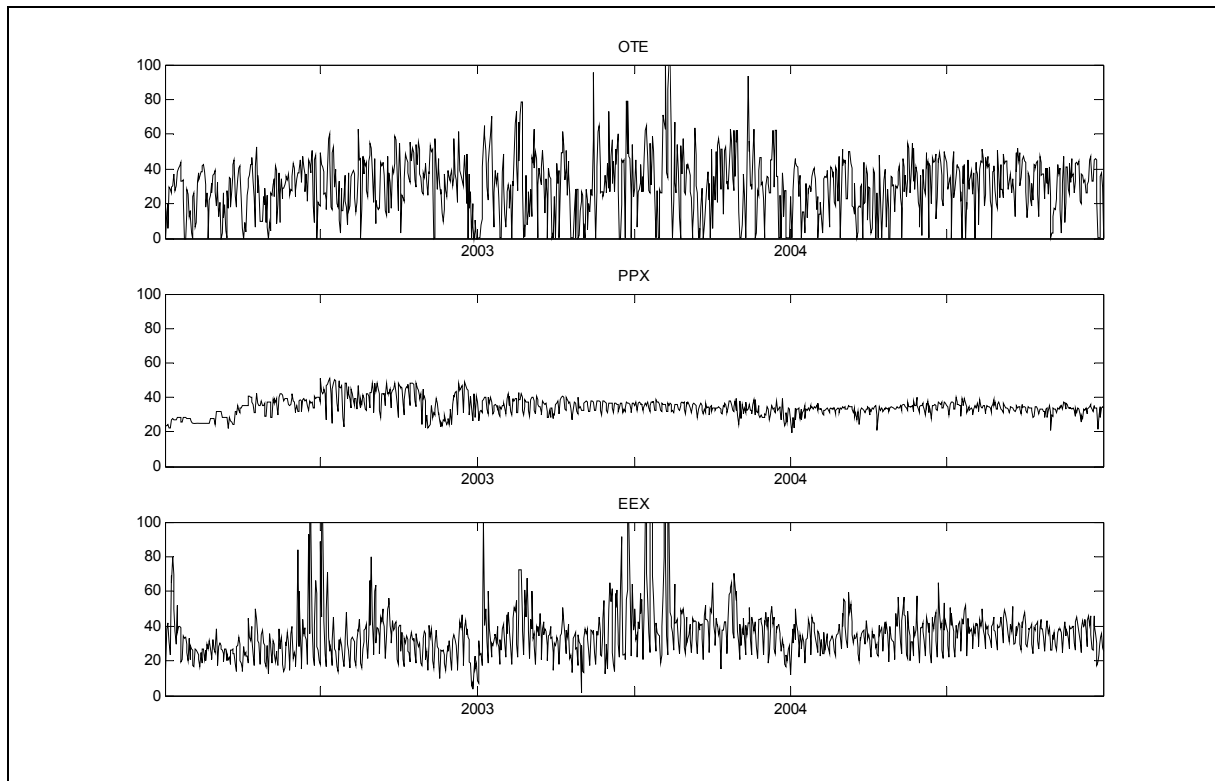
²³⁷ So gibt es beispielsweise in Ungarn den Versuch seitens der Stromhändler, anonym Handelsabschlüsse zu veröffentlichen, um für mehr Markttransparenz zu sorgen, da es keine Strombörse gibt.

Nachfrageunterschieden zwischen Tag und Nacht, Wochentagen und Wochenenden sowie den jahreszeitlich bedingten Nachfrageeffekten zusammen. Ein weiteres Charakteristikum von Strompreisen ist das Auftreten extremer Preisspitzen, die aus den hohen Kosten der intertemporalen Arbitrage resultieren. Darüber hinaus lässt sich beobachten, dass Strompreise einem statistischen Prozess folgen, der sie langfristig zu einem Gleichgewichtspreis zurückkehren lässt.²³⁸

In Abbildung A-2 fällt auf, dass die polnischen Preise deutlich geringer schwanken als die Strompreise anderer Länder. Dafür gibt es mehrere potentielle Ursachen: Zum einen existiert in Polen eine relativ homogene Erzeugungsstruktur. Weil fast ausschließlich Kohlen eingesetzt werden, bestimmen nahezu immer Kraftwerke mit recht ähnlichen Kostenstrukturen den Preis. Zum anderen gibt es in Polen noch eine ganze Reihe von Hindernissen für einen wettbewerblich organisierten Strommarkt, was die Aussagekraft der Börsenpreise in Frage stellt. Insbesondere ist die Liquidität des Spotmarkts mit ca. 2 % im europäischen Vergleich sehr niedrig.

²³⁸ Zachmann, 2005; Cartea, 2005.

Abbildung A–1
Ausgewählte Spot-Preise in Europa 2004



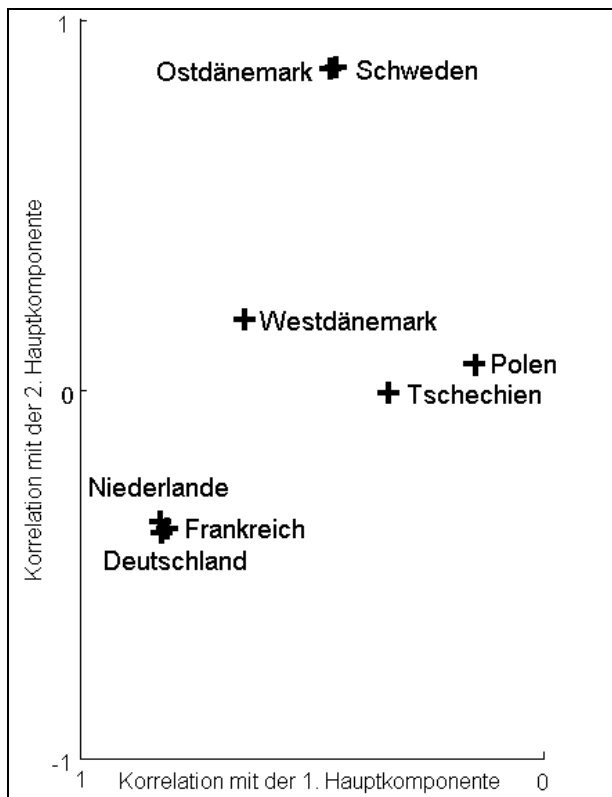
Quellen: Jeweilige Marktbetreiber.

A–3.2 Zusammenhang nationaler Großhandelsstrompreise

Die stündlichen Preisdaten verschiedener Strombörsen erlauben es, die Interaktion der Preise in den verschiedenen Ländern zu untersuchen. Aufgrund ähnlicher klimatischer Einflüsse, aber auch wegen der Möglichkeit des Stromhandels, kann angenommen werden, dass die Stärke der Interaktion von nationalen Strompreisen in einem Zusammenhang zur geographischen Entfernung der Märkte steht. Diese Hypothese kann mithilfe der Principal Component Analysis (PCA) geprüft werden.²³⁹ Nun kann man in einem Zweikoordinatensystem darstellen, wie sich die einzelnen nationalen Strompreise zueinander verhalten (siehe Abbildung A–2). Je ähnlicher sich die Preise zweier Länder verhalten, desto näher liegen deren Punkte in der Grafik.

²³⁹ Die Idee hierbei ist, zwei neue Zeitreihen zu finden, die möglichst stark mit den Strompreisen aller Länder interagieren. Für technische Details siehe Jackson, 1991.

Abbildung A–2
Distanz europäischer Großhandelsmärkte



Quelle: Zachmann (2005).

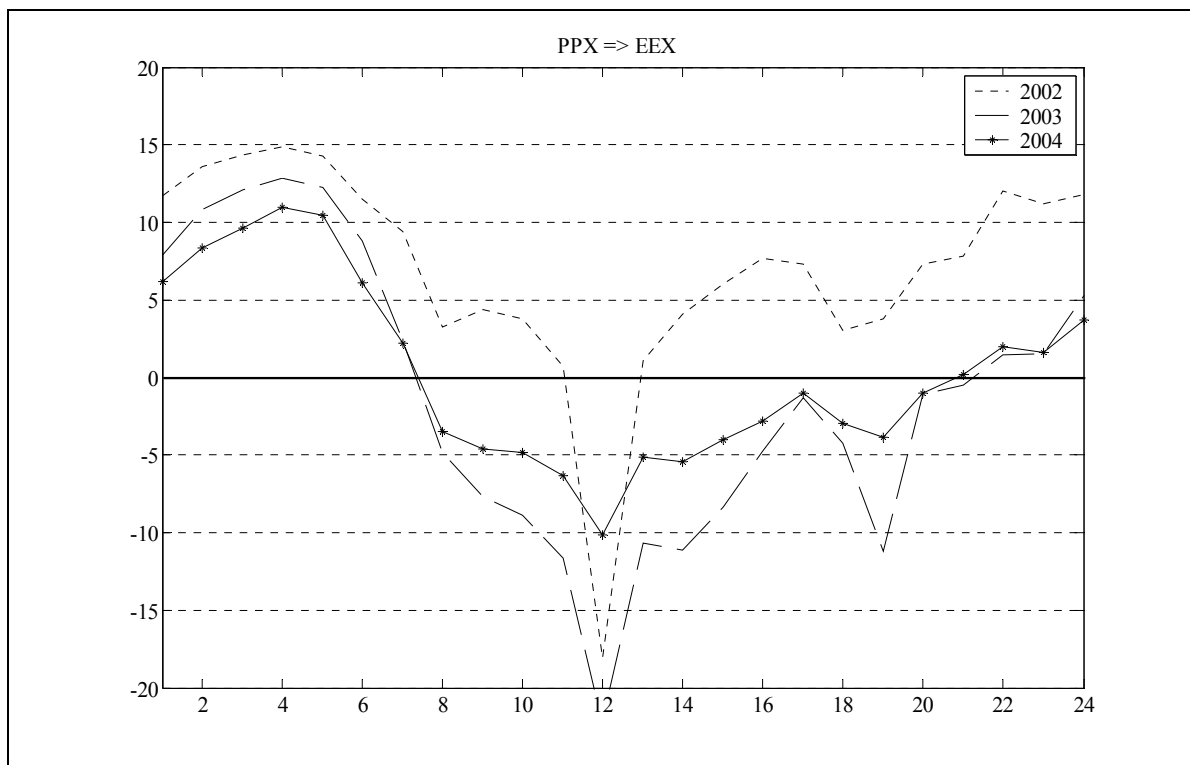
Aus Abbildung A–2 lässt sich also ablesen, dass die Strompreise in Westeuropa (Deutschland, Frankreich und den Niederlanden) von sehr ähnlichen Preisentwicklungen charakterisiert werden. Eine andere Region mit sehr ähnlichen Preisen umfasst die nordischen Länder (hier repräsentiert durch Schweden und Ostdänemark). Die aufgestellte Hypothese, dass nationale Strompreise umso mehr voneinander abhängen, je näher sich die betreffenden Märkte sind, zeigt sich gut am Beispiel Westdänemarks, welches recht genau in der Mitte einer imaginären Verbindungslinie dieser beiden Preisluster liegt. Im Gegensatz dazu liegen die Preise der Tschechischen Republik, Polens und Deutschlands weit voneinander entfernt. Dafür gibt es zwei Gründe: Zum einen können die vorhandenen Strompreisunterschiede zwischen Ost und West erst bei einer deutlichen Erhöhung der Übertragungskapazitäten ausgeglichen werden.²⁴⁰

²⁴⁰ Durch die Übernachfrage nach Übertragungsrechten von Polen und der Tschechischen Republik nach Deutschland kommt es zu sehr hohen Preisen bei den Kapazitätsauktionen. Diese Auktionspreise schwanken in Funktion der Preisdifferenz. Dadurch erfolgt der Großteil der Arbitrage über die Übertragungskapazitätspreise und nicht über die Entwicklung der nationalen Strompreise. Folglich ist, solange die Übertragungskapazitäten ausreichend gering sind, der Zusammenhang der östlichen und westlichen Strompreise schwach.

Zum anderen basieren, wie bereits im vorigen Kapitel erwähnt, die Spotpreise in Polen und der Tschechischen Republik auf einer sehr geringen Handelsaktivität und auf wettbewerbsarmen Strommärkten.

Eine der interessantesten Fragestellungen beim Vergleich nationaler Spotpreise ist, ob diese langfristig konvergieren. Wie man in Abbildung A–3 sehen kann, hängt die Differenz zwischen den deutschen und polnischen Strompreisen stark von der Tageszeit ab. Während der deutsche Preis zwischen 7 und 21 Uhr über dem polnischen Preis liegt, ist dieses Verhältnis in der übrigen Zeit umgekehrt. Auch lässt sich erkennen, dass die Jahresdurchschnittsdifferenzen in den letzten drei Jahren kontinuierlich gesunken sind. Dies deutet auf eine Konvergenz der Preise hin, ist aber keine hinreichender Beleg, da sich bei der Durchschnittsbildung entgegengesetzte Divergenztrends ausgeglichen haben können.

Abbildung A–3
Spotpreisdifferenz Polen – Deutschland

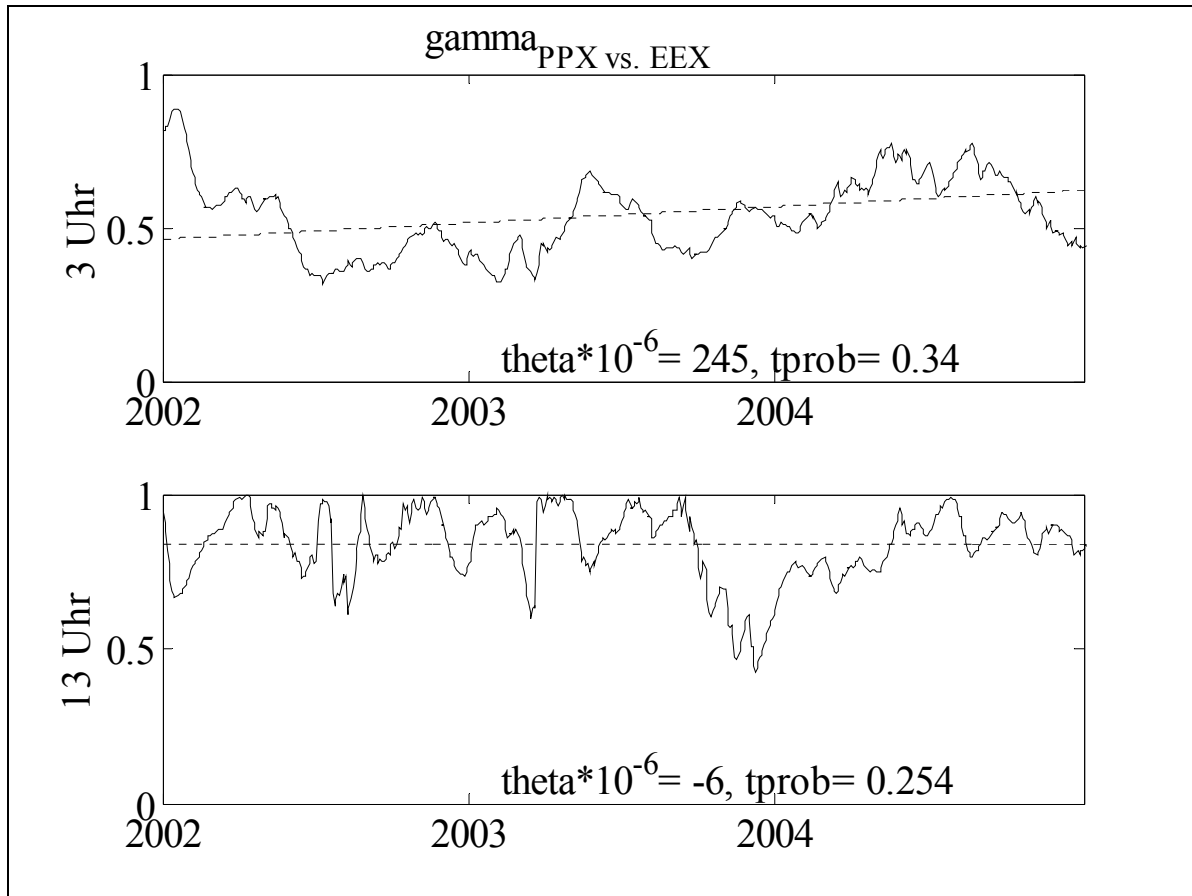


Quelle: Eigene Berechnungen des DIW Berlin.

Um eine Aussage über die Konvergenz des deutschen und polnischen Strommarktes treffen zu können, schätzen wir ein geglättetes Preisverhältnis (Preis in Polen / Preis in Deutschland)

über den Beobachtungszeitraum. Nähert sich diese geschätzte Zeitreihe in der betrachteten Periode eins, so konvergieren die Preise.

Abbildung A–4
Konvergenzindikator (Gamma)



Quelle: Eigene Berechnungen des DIW Berlin.

In Abbildung A–4 sind die Ergebnisse beispielhaft anhand von Zeitreihen für 3 und 13 Uhr dargestellt. Der tprob Wert, der die Unsicherheit über die Annäherung des Preisverhältnisses hin zu eins in Prozent misst, ist für beide Stunden deutlich größer als zehn Prozent.²⁴¹ Daher ist die Nicht-Konvergenzhypothese für diese Zeitreihen nicht zu widerlegen. Wie Tabelle A–3 zu entnehmen ist, kann man diese Hypothese allerdings für zehn andere stündliche Zeitreihen auf dem 10 % Signifikanzniveau ablehnen. Interessanterweise handelt es sich bei diesen konvergierenden Zeitreihen gerade um die Übergangsstunden von off-peak zu peak (7-8 Uhr und 16-23 Uhr). Die Begründung hierfür scheint zu sein, dass in den peak Zeiten (9-15 Uhr) be-

²⁴¹ Dieser tprob Wert vergleicht die Teststatistik mit den kritischen Werten einer für jede Einzelstunde simulierten Verteilung (vgl. Zachmann, 2005).

reits das Ausgangsniveau der Marktinteraktionen vergleichsweise hoch war, was eine weitere Konvergenz erschwert hat. Dass die off-peak Preise (24-6 Uhr) auf ihrem sehr geringen Ausgangsniveau verharrten, ist allerdings schwieriger zu erklären, besonders da die UCTE Zahlen darauf hindeuten, dass der Stromaustausch zwischen Deutschland, der Tschechischen Republik und Polen nachts deutlich geringer ist als tagsüber und die freien Übertragskapazitäten entsprechend größer sein müssten.²⁴² Dies lässt vermuten, dass die Arbitrage zwischen beiden Märkten in diesem Zeitraum nicht funktioniert.

Tabelle A–4

Konvergenz deutscher und polnischer Strompreise

Stunde	Ursprungs-niveau	Konvergenz-geschwindigkeit ($\theta \cdot 10^4$)	Signifikanz-niveau	Stunde	Ursprungs-niveau	Konvergenz-geschwindigkeit ($\theta \cdot 10^4$)	Signifikanz-niveau
1	0,59	0,29	0,23	13	0,84	-0,01	0,25
2	0,50	0,26	0,29	14	0,83	-0,01	0,23
3	0,46	0,24	0,34	15	0,81	0,07	0,14
4	0,45	0,20	0,39	16	0,78	0,18	0,08
5	0,46	0,20	0,35	17	0,76	0,27	0,05
6	0,55	0,34	0,21	18	0,71	0,32	0,04
7	0,68	0,38	0,09	19	0,68	0,32	0,04
8	0,83	0,10	0,08	20	0,75	0,25	0,08
9	0,83	0,04	0,15	21	0,74	0,30	0,05
10	0,84	0,01	0,19	22	0,66	0,43	0,06
11	0,86	-0,07	0,30	23	0,67	0,43	0,07
12	0,74	0,01	0,28	24	0,61	0,41	0,13

Quelle: Eigene Berechnungen des DIW Berlin.

Insgesamt wird deutlich, dass die Preise am polnischen und tschechischen Spotmarkt bisher nur wenig mit den entsprechenden deutschen Preisen interagieren. Drei Begründungen kommen unserer Einschätzung nach für dieses Verhalten in Betracht. Erstens, die Übertragungskapazitäten von Polen nach Deutschland sind nicht ausreichend, um die Preise auszugleichen. Zweitens, die beiden östlichen Märkte sind sehr illiquide und daher für die wahren Preise nicht repräsentativ. Und drittens, die Strompreisarbitrage zwischen Deutschland und seinen östlichen Nachbarn wird durch formale Barrieren seitens der Übertragungsnetzbetreiber, der nationalen Gesetzgebung oder anderer nationaler Strommarktregeln erschwert.

²⁴² Während an den vier dritten Mittwochs der Monate Januar bis April 2005 in der dritten Stunde durchschnittlich 1285 MW zwischen Polen und der Tschechischen Republik übertragen wurden, waren es in der elften Stunde durchschnittlich 1792 MW, also ca. 40 % mehr. Quelle: UCTE online data.